

Gabriel Santos Bolacell

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE MODELOS  
ELETROGEOMÉTRICOS DE REDES AÉREAS NA  
QUALIDADE DE ENERGIA DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO  
USANDO TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS**

Dissertação submetida ao Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do Grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da  
Rosa, Ph.D.

Coorientador: Prof. Diego Issicaba,  
Ph.D.

Florianópolis  
2016

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Bolacell, Gabriel Santos  
Avaliação do impacto de modelos eletrogeométricos de  
redes aéreas na qualidade de energia de sistemas de  
distribuição usando técnicas probabilísticas / Gabriel  
Santos Bolacell ; orientador, Mauro Augusto da Rosa ;  
coorientador, Diego Issicaba. - Florianópolis, SC, 2016.  
162 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Inclui referências


1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3. Qualidade  
de energia. 4. Monte Carlo Sequencial. 5. Sistema de  
distribuição. I. Rosa, Mauro Augusto da. II. Issicaba,  
Diego. III. Universidade Federal de Santa Catarina.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Gabriel Santos Bolacell

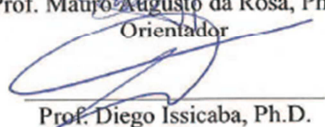
**Avaliação do Impacto de Modelos Eletrogeométricos de  
Redes Aéreas na Qualidade de Energia de Sistemas de Distribuição  
usando Técnicas Probabilísticas**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de  
"Mestre em Engenharia Elétrica", e aprovada em sua forma final pelo  
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal de Santa Catarina.

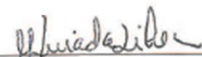
Florianópolis, 02 de setembro de 2016.


  
Prof. Marcelo Lobo Heldwein, Dr.  
Coordenador do Curso

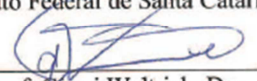
  
Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.  
Orientador

  
Prof. Diego Issicaba, Ph.D.  
Coorientador

**Banca Examinadora:**

  
Prof. Maria da Guia da Silva, Ph.D.  
Universidade Federal do Maranhão

  
Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr.  
Instituto Federal de Santa Catarina

  
Prof. Gierri Waltrich, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado aos meus pais, a toda minha família, a minha Carolina e aos meus colegas.





## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a minha família que sem o seu apoio nada seria possível. Ao meu pai, Julio, e minha mãe, Viviane, que sempre estiveram ao meu lado desde os primeiros anos de estudo. A minha irmã, Júlia, pelo companheirismo, aos meus avós, Alcides (*in memoriam*) e Nelci (*in memoriam*), Claudelino e Cacilda (*in memoriam*), e a toda a minha família pelo carinho, apoio e amor que nunca faltaram no desenvolvimento deste trabalho.

A Carolina, minha namorada, pela motivação, compreensão, amor e carinho. Com quem eu divido angústias e conquistas e tenho a felicidade de compartilhar tudo, mesmo que em alguns momentos não estávamos juntos fisicamente.

Agradeço, em especial, ao meu orientador acadêmico, o professor Mauro Augusto da Rosa, pela oportunidade oferecida, sugestão de tema, confiança depositada, pelas valiosas discussões e aprendizados, amizade e constante incentivo.

Ao meu coorientador professor Diego Issicaba e aos professores do departamento de Engenharia Elétrica da UFSC, cujos conhecimentos e opiniões contribuíram de forma determinante na minha formação como engenheiro.

Aos meus amigos de longa data que de alguma forma sempre estiveram do meu lado apoiando e torcendo por mim.

Aos companheiros de laboratório, pelas valiosas discussões e, principalmente, pela amizade. Em especial: Andrés Martinez, Bruno Remor, Cássio Tahan, Dante Sifuentes, Dianne Calado, Eduardo Arruda, Felipe Beltrán, Guilherme Fredo, Guilherme Matiussi, Marco Delgado, Pablo Gálvis, Paulo Larroyd e Rafael Costa.

Ao LabPlan, pela oferta de um excelente ambiente de estudos onde todo mundo busca o bem de todos.

A CAPES e ao INESC P&D Brasil, pelo apoio financeiro depreendido durante o curso de mestrado.

E a todos que de alguma forma influenciaram, direta ou indiretamente, na elaboração desta dissertação, o meu muito obrigado.





Os que são loucos o suficiente para pensarem que  
podem mudar o mundo, são os que o fazem.  
(Steve Jobs)



## RESUMO

A avaliação do desempenho dos Sistemas Elétricos de Distribuição é baseada normalmente em indicadores de continuidade e em medições de qualidade de energia. Geralmente, estas avaliações são executadas através de mecanismos distintos, onde a continuidade é analisada por observações passadas da performance da rede e/ou por simulações preditivas, enquanto que a qualidade de energia é avaliada através de um programa de medições eletrônicas. De fato, os conceitos de confiabilidade e qualidade de energia são atualmente dissociados, principalmente quando o desempenho dos sistemas de distribuição é avaliado. Entretanto, a presente diversidade de cargas e fontes, com uma maior sensibilidade a variações de tensão, requer uma maior abrangência das ferramentas de análise de sistemas de potência, considerando tanto aspectos da continuidade quanto os da qualidade de energia. Para abordar o desempenho dos sistemas de distribuição avaliando a ausência de tensão como também fenômenos de distorção que afetam a forma de onda da tensão, há necessidade de ampliar o escopo da modelagem atualmente utilizada para esta avaliação. Dessa forma, a proposta desta dissertação passa por uma análise da modelagem da rede de distribuição e seus impactos na avaliação conjunta da confiabilidade e da qualidade de energia. Em adição, avalia-se o impacto do modelo geométrico da rede nos índices de qualidade de energia e são propostas novas abordagens para avaliação do curto-circuito probabilístico em sistemas de distribuição. A ideia básica, portanto, é incluir uma representação probabilística do curto-circuito e um algoritmo de formação da matriz de admitância nodal na representação sequencial de Monte Carlo com o intuito de avaliar os índices de confiabilidade, qualidade de energia e de curto-circuito através de estimativas e de distribuições de probabilidade. A metodologia proposta é aplicada no sistema-teste IEEE 34 nós e a validação da matriz de admitância nodal é dada pelo cálculo das correntes de curto-circuito no sistema-teste IEEE 13 nós.

**Palavras-chave:** Confiabilidade. Qualidade de Energia. Simulação Monte Carlo Sequencial.



## ABSTRACT

Distribution Power System performance assessment is usually based on continuity indicators and power quality measurements. Generally, these evaluations are performed using distinct mechanisms, where continuity is assessed by past network performance observations and/or predicted simulation, whereas power quality is evaluated through an electronic measurements program. In fact, the concepts of reliability and power quality are currently dissociated, mainly when distribution power system performance is assessed. However, the current diversity of loads and sources, with more sensitivity to voltage variations, requires a wider ranging of power system analysis tools, considering both aspects of continuity and power quality. To address distribution systems performance by evaluating the voltage absence as also distortion phenomena affecting the voltage waveform, there is need to expand the scope of the currently modeling used for this assessment. Thus, this work proposes a distribution network modeling analysis and its impacts on reliability and power quality joint assessment. In addition, the impact of the network geometric model on power quality indices is assessed and new approaches for probabilistic short-circuit evaluation on distribution systems are proposed. The main idea is, then, to include a probabilistic short-circuit representation and a bus admittance matrix assembling algorithm into a sequential Monte Carlo representation in order to evaluate reliability, power quality and short-circuit indices through estimates and probability distributions. The proposed methodology is applied to the IEEE test feeder with 34 nodes and the bus admittance matrix validation is acquired by short-circuit currents calculation on the IEEE test feeder with 13 nodes.

**Keywords:** Reliability. Power Quality. Sequential Monte Carlo Simulation.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura trifásica tipo N com os espaçamentos especificados em pés (ft.).....	32
Figura 2 – Estrutura trifásica tipo M com os espaçamentos especificados em pés (ft.).....	33
Figura 3 – Estrutura trifásica tipo B com os espaçamentos especificados em pés (ft.).....	33
Figura 4 – Estrutura trifásica de rede compacta tangente com braço L e espaçador losangular: CE1 .....	34
Figura 5 – Estrutura trifásica de rede compacta com suporte horizontal: CE2. H .....	34
Figura 6 – Estrutura trifásica vertical zigue-zague com os espaçamentos especificados em pés (ft.) .....	35
Figura 7 – Estrutura trifásica vertical paralela com os espaçamentos especificados em pés (ft.) .....	35
Figura 8 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 1 .....	36
Figura 9 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 2.....	36
Figura 10 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 3.....	36
Figura 11 – Espaçamentos de linhas subterrâneas .....	37
Figura 12 – Configuração trifásica subterrânea com neutro adicional.....	37
Figura 13 – Modelo de Markov a dois estados .....	41
Figura 14 – Afundamento de tensão instantâneo ocasionado por um curto-circuito monofásico-terra.....	49
Figura 15 – Elevação de tensão instantânea ocasionada por um curto-circuito monofásico-terra .....	49
Figura 16 – Comportamento de uma variável randômica contínua. (a) Função densidade de probabilidade. (b) Função de distribuição acumulada de probabilidade .....	57
Figura 17 – Representação trifásica e representação monofásica de uma parte do tronco de um alimentador conectado a um ramal lateral monofásico. Valores em A e as setas indicam a direção do fluxo de potência.....	61
Figura 18 – Carga conectada em estrela (Y).....	64
Figura 19 – Carga conectada em delta ( $\Delta$ ).....	66
Figura 20 – Banco capacitor conectado em estrela.....	69
Figura 21 – Banco capacitor conectado em delta .....	70
Figura 22 – Modelo do sistema de transmissão equivalente.....	71
Figura 23 – Representação do transformador Y-Y com as ligações terminais ..	76



Figura 24 – Representação de um transformador trifásico genérico .....	77
Figura 25 – Regulador tipo B com variação de <i>taps</i> .....	78
Figura 26 – Três reguladores <i>step-type</i> , tipo B, conectados em Y .....	79
Figura 27 – Modelo trifásico exato de uma linha de distribuição .....	82
Figura 28 – Condutores <i>i</i> e <i>j</i> e suas imagens <i>i'</i> e <i>j'</i> respectivamente.....	86
Figura 29 – Cabo com neutro concêntrico de uma linha subterrânea .....	88
Figura 30 – Cabo blindado de uma linha subterrânea.....	92
Figura 31 – Representação genérica (monofásica) de uma rede radial.....	94
Figura 32 – Modelo de Markov a três estados. ....	98
Figura 33 – Representação do equivalente de Thévenin trifásico .....	106
Figura 34 – Método matemático para determinação de $Z_{sc}$ .....	107
Figura 35 – Equivalente de Thévenin para um curto-circuito monofásico-terra na fase <i>b</i> .....	108
Figura 36 – Equivalente de Norton da rede para um curto-circuito bifásico entre as fases <i>bc</i> .....	109
Figura 37 – Diagrama de blocos para determinação da $Y_{prim}$ das linhas de distribuição .....	116
Figura 38 – Diagrama de blocos do resumo da montagem da matriz de admitância nodal ( $Y_{barra}$ ) .....	117
Figura 39 – Diagrama de blocos para a Simulação de Monte Carlo Sequencial .....	118
Figura 40 – Sistema-teste IEEE 13 nós com a diversidade de faseamentos indicados .....	120
Figura 41 – Sistema-teste IEEE 34 nós com os equipamentos de proteção ....	123
Figura 42 - Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito monofásico-terra.....	128
Figura 43 – Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito bifásico .....	129
Figura 44 – Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito bifásico-terra.....	129
Figura 45 - Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito trifásico.....	130
Figura 46 – Relação entre aspectos e avaliações do planejamento de redes ...	141

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Índices de confiabilidade voltados à frequência, duração e disponibilidade do sistema.....	45
Tabela 2 – Índices de confiabilidade voltados à energia não suprida por falhas permanentes.....	46
Tabela 3 – Índices de confiabilidade relacionados à frequência de interrupções momentâneas .....	47
Tabela 4 – Classificação em duração e magnitude das variações da tensão <i>rms</i> .....	50
Tabela 5 – Índices de qualidade de energia voltados a <i>sags</i> e <i>swells</i> .....	53
Tabela 6 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV .....	56
Tabela 7 – Códigos para os modelos de cargas .....	63
Tabela 8 – Variáveis das ECM para determinação da impedância série das linhas de distribuição aéreas .....	84
Tabela 9 – Variáveis das equações dos coeficientes de potencial para determinação da admitância <i>shunt</i> das linhas aéreas .....	86
Tabela 10 – Dados do cabo subterrâneo com neutro concêntrico.....	89
Tabela 11 – Variáveis para determinação da capacitância fase-terra da admitância <i>shunt</i> para o condutor de neutro concêntrico.....	91
Tabela 12 – Valores típicos de permissividade relativa ( $\epsilon_r$ ) .....	91
Tabela 13 – Dados do cabo subterrâneo blindado .....	92
Tabela 14 – Taxas de transição de estados para o modelo de Markov a três estados .....	99
Tabela 15 – Dados de taxa de falha permanente dos componentes das linhas aéreas .....	100
Tabela 16 – Probabilidade de ocorrência do tipo de curto-circuito .....	101
Tabela 17 – Probabilidade de ocorrência do tipo de curto-circuito em um trecho bifásico .....	101
Tabela 18 – Probabilidade de ocorrência do defeito entre duas fases.....	102
Tabela 19 – Dados característicos para tempo de reparo de linhas aéreas.....	103
Tabela 20 – Funções-teste dos índices de curto-circuito .....	111
Tabela 21 - Correntes de curto-circuito monofásico-terra, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós.....	121
Tabela 22 – Correntes de curto-circuito bifásico, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós.....	122
Tabela 23 – Correntes de curto-circuito trifásico, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós.....	122

Tabela 24 – Dados do modelo do sistema equivalente para a $Y_{prim}$ .....	125
Tabela 25 – Dados dos reguladores de tensão para o cálculo da $Y_{prim}$ .....	125
Tabela 26 – Validação do fluxo de potência para o sistema-teste IEEE 34 nós .....	126
Tabela 27 – Dados do fluxo de potência.....	127
Tabela 28 – Tipos de circuitos no sistema-teste IEEE 34 nós.....	131
Tabela 29 – Índices de curto-circuito do sistema-teste IEEE 34 nós .....	131
Tabela 30 – Índices de curto-circuito para o nó 844 .....	132
Tabela 31 – Validação dos índices da adequação e qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull: $\alpha = 21,00$ e $\theta = 1,20$ .....	136
Tabela 32 – Índices da qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull: $\alpha = 33,12$ e $\theta = 1,46$ .....	138
Tabela 33 – Índices da qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull: $\alpha = 21,00$ e $\theta = 1,20$ .....	138
Tabela 34 – Variação das distâncias entre os condutores em redes trifásicas .	140
Tabela 35 – Comparação dos índices de confiabilidade e da qualidade de energia com a inserção do fluxo de potência na metodologia do planejamento – parâmetros da distribuição de Weibull: $\alpha = 21,00$ e $\theta = 1,20$ .....	142
Tabela 36 – Tensão pré-falta (fase-neutro) com e sem a computação do fluxo de potência no alimentador.....	144
Tabela 37 – Dados das linhas aéreas para o sistema-teste IEEE 13 nós .....	153
Tabela 38 – Dados das linhas subterrâneas para o sistema-teste IEEE 13 nós	153
Tabela 39 – Dados dos segmentos de linha para o sistema-teste IEEE 13 nós	153
Tabela 40 – Dados dos transformadores para o sistema-teste IEEE 13 nós....	154
Tabela 41 – Dados dos capacitores para o sistema-teste IEEE 13 nós.....	154
Tabela 42 – Dados do regulador para o sistema-teste IEEE 13 nós.....	154
Tabela 43 – Dados das cargas pontuais do sistema-teste IEEE 13 nós.....	155
Tabela 44 – Dados das cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 13 nós .....	155
Tabela 45 – Dados das configurações das linhas aéreas para o sistema-teste IEEE 34 nós .....	157
Tabela 46 – Dados dos segmentos de linha para o sistema-teste IEEE 34 nós	157
Tabela 47 – Dados dos transformadores para o sistema-teste IEEE 34 nós....	158
Tabela 48 – Dados dos reguladores de tensão do sistema-teste IEEE 34 nós .	158
Tabela 49 – Dados das cargas pontuais para o sistema-teste IEEE 34 nós .....	159
Tabela 50 – Dados das cargas distribuídas para o sistema-teste IEEE 34 nós	159
Tabela 51 – Dados dos capacitores do sistema-teste IEEE 34 nós.....	160

Tabela 52 – Dados de confiabilidade considerados para o sistema-teste IEEE 34 nós .....	160
Tabela 53 – Número de consumidores por fase para o sistema-teste IEEE 34 nós .....	160
Tabela 54 – Tempo médio de restauração automática ( $MTTR_T$ ) para o sistema-teste IEEE 34 nós.....	161



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AENS	<i>Average Energy Not Supplied</i> (Energia Média Não Suprida)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	<i>Average Service Availability Index</i> (Índice Disponibilidade Média Serviço)
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i> (Índice Duração Média Interrupções Consumidoras)
CAIFI	<i>Customer Average Interruption Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Interrupções Consumidoras)
CCC	Capacidade de Curto-Circuito
CTAIDI	<i>Customer Total Average Interruption Duration Index</i> (Índice Duração Média Total Interrupções Consumidoras)
ECM	Equações de Carson Modificadas
ENS	<i>Energy Not Supplied</i> (Energia Não Suprida)
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i> (Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica)
FB	Fita de Blindagem
fdp	função densidade de probabilidade
FP	Fluxo de Potência
fpa	função de probabilidade acumulada
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
MAIFI	<i>Momentary Average Interruption Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Interrupções Momentâneas)
MAIFI <sub>e</sub>	<i>Momentary Average Interruption Event Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Eventos Momentâneos)
MSC	Método de Soma das Correntes
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i> (Tempo Médio para Falha)
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i> (Tempo Médio em Reparo)
NC	Neutro Concêntrico

OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i> (Simulador Aberto de Sistemas de Distribuição)
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i> (Índice Duração Média Interrupções Sistema)
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Interrupções Sistema)
SARFI <sub>x</sub>	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Variações RMS Sistema)
SCCEI <sub>x</sub>	<i>Short-Circuit Current Expected Index</i> (Índice Corrente Esperada Curto-Circuito)
SCFI <sub>x</sub>	<i>Short-Circuit Frequency Index</i> (Índice Frequência Curto-Circuito)
SCPI <sub>x</sub>	<i>Short-Circuit Probability Index</i> (Índice Probabilidade Curto-Circuito)
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIARFI <sub>x</sub>	<i>System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index</i> (Índice Frequência Média de Variações RMS Instantâneas Sistema)
SMARFI <sub>x</sub>	<i>System Momentary Average RMS Variation Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Variações RMS Momentâneas Sistema)
SMC	Simulação Monte Carlo
SMCS	Simulação Monte Carlo Sequencial
STARFI <sub>x</sub>	<i>System Temporary Average RMS Variation Frequency Index</i> (Índice Frequência Média Variações RMS Temporárias Sistema)
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TR	Tensão de Referência
Y-Y	Conexão estrela-estrela

# SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>25</b>
1.1 OBJETIVOS .....	26
1.1.1 Objetivos gerais.....	27
1.1.2 Objetivos específicos .....	27
1.2 ESTRUTURA DO DOCUMENTO .....	28
<b>2 ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>31</b>
2.1 LEVANTAMENTO DE ESTRUTURAS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO .....	32
2.2 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....	37
2.2.1 Processo de Markov contínuo a dois estados .....	41
2.2.2 Simulação Monte Carlo Sequencial e computação dos índices ..	43
2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS DISTORÇÕES DE TENSÃO .....	47
2.4 AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ATRAVÉS DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS .....	50
2.5 CURTO-CIRCUITO .....	53
2.6 FLUXO DE POTÊNCIA PARA REDES RADIAIS .....	55
2.7 DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE .....	56
<b>3 IMPACTO DOS MODELOS ELÉTRICOS EM ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO – ANÁLISE QUALITATIVA .....</b>	<b>59</b>
3.1 DESCRIÇÃO DOS MODELOS ELÉTRICOS.....	60
3.1.1 Fases e faseamento da linha de distribuição .....	60
3.1.2 Modelos dos equipamentos.....	61
3.1.2.1 Transformadores .....	62
3.1.2.2 Reguladores de tensão .....	62
3.1.2.3 Capacitores .....	62
3.1.2.4 Chaves de manobra.....	62
3.2 MODELAGEM DA CARGA E EQUIPAMENTOS ESPECIAIS ...	63
3.2.1 Cargas.....	63
3.2.1.1 Cargas conectadas em estrela .....	64
3.2.1.1.1 Cargas Y-PQ.....	64
3.2.1.1.2 Cargas Y-Z.....	65
3.2.1.1.3 Cargas Y-I.....	65
3.2.1.1.4 Cargas combinadas em estrela .....	66
3.2.1.2 Cargas conectadas em delta .....	66
3.2.1.2.1 Cargas D-PQ .....	66



3.2.1.2.2	<i>Cargas D-Z</i> .....	67
3.2.1.2.3	<i>Cargas D-I</i> .....	67
3.2.1.2.4	<i>Cargas combinadas em delta</i> .....	68
3.2.1.2.5	<i>Correntes de linha servindo uma carga conectada em delta</i> ..	68
3.2.1.3	Cargas monofásicas e bifásicas .....	68
<b>3.2.2</b>	<b>Capacitores <i>shunt</i></b> .....	<b>69</b>
3.2.2.1	Banco capacitor conectado em estrela.....	69
3.2.2.2	Banco capacitor conectado em delta .....	70
<b>3.2.3</b>	<b>Sistema de transmissão equivalente – fonte de tensão</b> .....	<b>71</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Transformadores de potência</b> .....	<b>73</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Reguladores de tensão</b> .....	<b>77</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Chaves de manobra</b> .....	<b>81</b>
<b>3.3</b>	<b>MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>81</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Linhas trifásicas transpostas</b> .....	<b>82</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Linhas aéreas</b> .....	<b>83</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Linhas subterrâneas</b> .....	<b>88</b>
3.3.3.1	Cabo de neutro concêntrico.....	88
3.3.3.2	Cabo blindado .....	91
<b>3.4</b>	<b>ALGORITMO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS</b> .....	<b>93</b>
<b>4</b>	<b>REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO</b> .....	<b>97</b>
<b>4.1</b>	<b>REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO</b> .....	<b>97</b>
<b>4.2</b>	<b>MODELO DE MARKOV A TRÊS ESTADOS</b> .....	<b>98</b>
<b>4.3</b>	<b>AMOSTRAGEM DO DEFEITO DE CURTO-CIRCUITO</b> .....	<b>100</b>
<b>4.3.1</b>	<b>Localização e natureza da falta</b> .....	<b>100</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Tipos de faltas</b> .....	<b>100</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Fases comprometidas</b> .....	<b>102</b>
<b>4.3.4</b>	<b>Resistência de falta</b> .....	<b>102</b>
<b>4.3.5</b>	<b>Tempo em falha (estado de falha)</b> .....	<b>103</b>
4.3.5.1	Falhas permanentes .....	103
4.3.5.2	Falhas transitórias .....	104
<b>4.3.6</b>	<b>Duração do curto-circuito</b> .....	<b>105</b>
4.3.6.1	Falhas permanentes .....	105
4.3.6.2	Falhas transitórias .....	105
<b>4.4</b>	<b>ANÁLISE DO CURTO-CIRCUITO</b> .....	<b>105</b>
<b>4.4.1</b>	<b>Curto-circuito trifásico</b> .....	<b>107</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Curto-circuito monofásico-terra</b> .....	<b>107</b>
<b>4.4.3</b>	<b>Curto-circuito bifásico</b> .....	<b>108</b>
<b>4.4.4</b>	<b>Avaliação das tensões durante o curto-circuito</b> .....	<b>109</b>

4.5	CARACTERIZAÇÃO DOS EVENTOS DE CURTO-CIRCUITO	110
4.6	ALGORITMO PARA AVALIAÇÃO DO PROJETO DE REDES NO PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL .....	112
4.7	RESULTADOS DO ESTUDO DO CURTO-CIRCUITO .....	119
4.7.1	Descrição do sistema-teste IEEE 13 nós.....	119
4.7.2	Validação das correntes de curto-circuito .....	121
4.7.3	Descrição do sistema-teste IEEE 34 nós.....	123
4.7.4	Resultados do fluxo de potência.....	125
4.7.5	Distribuições de probabilidade e índices de curto-circuito.....	127
<b>5</b>	<b>AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GEOMETRIA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA.....</b>	<b>135</b>
5.1	RESULTADOS DA ADEQUAÇÃO E DA QUALIDADE DE ENERGIA .....	135
5.2	IMPACTO DO MODELO ELETROGEOMÉTRICO DA REDE NA QUALIDADE DE ENERGIA .....	137
5.3	IMPACTO DO FLUXO DE POTÊNCIA NA QUALIDADE DE ENERGIA .....	141
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>145</b>
6.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	146
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>149</b>
	<b>ANEXO A – Dados do sistema-teste IEEE 13 nós .....</b>	<b>153</b>
	<b>ANEXO B – Dados do sistema-teste IEEE 34 nós .....</b>	<b>157</b>





## 1 INTRODUÇÃO

A principal função de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é fornecer energia elétrica aos seus consumidores do modo mais econômico possível e com um grau aceitável de continuidade e de qualidade do nível de tensão. A sociedade moderna espera que a fonte de energia elétrica esteja continuamente disponível sob demanda, entretanto, isto não é possível devido a falhas aleatórias intrínsecas de equipamentos e do sistema (BILLINTON e LI, 1994).

Frequentemente, refere-se à confiabilidade como a probabilidade de um SEP operar satisfatoriamente durante sua vida útil. Contudo, de um modo mais preciso e categórico, exposto em Kundur, *et al.*, (2004), confiabilidade pode ser discutida considerando dois aspectos funcionais básicos dos sistemas de potência: a capacidade de atendimento a demanda continuamente e a habilidade em resistir a perturbações.

Para a avaliação da confiabilidade de SEPs é conveniente dividir o sistema em três zonas funcionais: (i) sistemas de geração, (ii) sistemas de geração e transmissão (sistema composto) e (iii) sistemas de distribuição. A contínua integração de geração distribuída em Sistemas Elétricos de Distribuição (SEDs) e a necessidade de atender continuamente e com um nível de tensão adequado os consumidores requer uma modelagem precisa dos componentes do sistema, na fase do planejamento, para que haja uma avaliação adequada, principalmente, da forma da onda de tensão entregue ao consumidor.

As concessionárias de energia elétrica recebem, nos dias de hoje, muitas reclamações devido a problemas na qualidade de energia associados com interrupções e quedas/elevações de tensão. A principal razão para isso é o aumento do uso de aparelhos novos (mais tecnológicos e com intensa proliferação da eletrônica de potência) em todos os setores (residencial, comercial e industrial), os quais são mais susceptíveis a variações de tensão (BORDALO, RODRIGUES e SILVA, 2006). Desse modo, atualmente, estimar o desempenho do sistema apenas do ponto de vista tradicional da confiabilidade, avaliação da continuidade da fonte (interrupções permanentes e momentâneas), não é mais o suficiente.

Consequentemente, tem-se alterado a realidade do que é, realmente, um serviço confiável. Devido à sensibilidade de muitas cargas comerciais e industriais tais como controladores de velocidade e processos controlados por computador, confiabilidade não é mais indicada pela frequência e duração das interrupções sustentadas ocorridas em um sistema de distribuição. Por exemplo, para uma fábrica

têxtil na qual o principal processo é conduzido por um controlador de velocidade, um afundamento a 80% da tensão nominal com duração de seis ciclos pode ser tão dispendioso em termos de perda de produtividade quanto uma interrupção de duas horas no serviço. Utilizando os tradicionais índices de confiabilidade para avaliar a qualidade do serviço fornecido a esta fábrica têxtil poderia negligenciar este custoso distúrbio (BROOKS, *et al.*, 1998).

Um número significante de concessionárias começou a utilizar extensivamente equipamentos que monitoram a qualidade de energia dos sistemas através de seus SEDs a fim de determinar níveis típicos da qualidade de serviço fornecida ao consumidor (BROOKS, *et al.*, 1998). Todavia, um meio alternativo de estimar a qualidade de serviço entregue ao consumidor por um alimentador de distribuição é por simulações estocásticas, de modo que eventos de curto-circuito possam ser simulados e analisados, estimando medidas da qualidade de energia e de curto-circuito a partir de falhas aleatórias dos componentes do sistema.

Usualmente, os autores preocupam-se mais em desenvolver algoritmos e programas que analisam certas condições e desempenhos do sistema. Neste trabalho, sugere-se uma nova abordagem em que modelos elétricos que lidam com a representação dos componentes utilizados em algoritmos de planejamento de redes de distribuição, são enfatizados. Além disso, evidencia-se que a escolha de como representar os componentes em um projeto influencia diretamente os resultados da avaliação da qualidade de energia.

O intuito dos planejadores é construir um sistema com vários segmentos de linha e transformadores, organizando-os de modo que o sistema de distribuição abranja todos os consumidores com capacidade suficiente e nível de tensão adequado para servir sua carga, satisfazendo objetivos frequentemente conflitantes de minimizar o custo e maximizar a qualidade de serviço e a confiabilidade (WILLIS, 2004).

Por conseguinte, propõe-se a aplicação de uma nova metodologia que trata dos modelos exatos dos componentes do SED no cálculo do fluxo de potência da rede e nos estudos de curto-circuito, integrando ambas as ferramentas na avaliação da confiabilidade e dos desvios de tensão.

## 1.1 OBJETIVOS

Desenvolver um algoritmo para o cálculo da matriz de admitância nodal trifásica ( $Y_{barra}$ ) da rede de distribuição, sendo que a  $Y_{barra}$  é formada pelas matrizes de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) de todos os

elementos da rede: linhas, transformadores, bancos capacitores, reguladores de tensão, fonte de energia, cargas e chaves de manobra.

Em adição, esta dissertação apresenta uma avaliação do impacto do projeto de redes de distribuição de energia elétrica nos índices de qualidade de energia usando técnicas de simulação. A ideia básica é incluir uma representação trifásica precisa da rede em um algoritmo de Simulação Monte Carlo Sequencial (SMCS) que avalia o curto-circuito quando o sistema transita para a falha a fim de medir os índices de qualidade de energia e da confiabilidade.

Logo, procura-se auxiliar os engenheiros de planejamento a tomar decisões com base nas métricas tradicionais, além disso, apresentam-se distribuições de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito e novos índices de curto-circuito para a análise da frequência, probabilidade e intensidade de cada tipo de falta.

### **1.1.1 Objetivos gerais**

O objetivo desta dissertação é aproximar o conceito da confiabilidade e da qualidade de energia. Desenvolve-se uma avaliação da performance do sistema considerando esses dois aspectos de planejamento analisando a influência das escolhas de projeto nos resultados, como a escolha da geometria da rede. Portanto, propõe-se o uso de técnicas de estimação, amplamente utilizadas na avaliação da confiabilidade dos SEPs para avaliar elevações e afundamentos de tensão e também a aleatoriedade dos eventos de curto-circuito. Com o propósito de estimar e analisar tais fenômenos, estudos de curto-circuito necessitam ser acoplados ao ambiente de avaliação usual da confiabilidade.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Desenvolver uma ferramenta para a modelagem de redes de distribuição, incluindo: linhas, transformadores, reguladores de tensão, cargas, chaves, fontes de energia e bancos capacitores;
- Incluir aspectos da qualidade de energia na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição;
- Analisar a influência da representação/modelagem dos componentes em mecanismos do planejamento de sistemas de distribuição;

- Avaliar os índices de qualidade de energia perante alterações na estrutura geométrica da rede e inclusão do fluxo de potência na fase de planejamento;
- Executar distribuições de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito;
- Apresentar novos índices que estimem frequência, probabilidade e amplitude das correntes de curto-circuito;
- Avaliar a influência da resistência de falta no número de elevações e afundamentos de tensão sofridos pelo sistema.

## 1.2 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 1: apresenta-se uma introdução ao tema bem como uma visão geral sobre o assunto e os objetivos do trabalho;
- Capítulo 2: realiza-se uma revisão da literatura. Faz-se um levantamento sobre as estruturas de redes de distribuição mais comuns. Tem-se uma revisão de métodos e ferramentas para a avaliação da qualidade de energia e do cálculo do fluxo de potência. Define-se o que é um evento de curto-circuito e ao fim do capítulo apresenta-se uma noção sobre distribuições de probabilidade;
- Capítulo 3: relata-se o mérito da modelagem nas escolhas de projeto no planejamento de sistemas de distribuição. São expostos e discutidos os modelos elétricos exatos das linhas, transformadores, bancos capacitores, cargas, reguladores de tensão, fonte de tensão e chaves de manobra. Além disso, descreve-se o algoritmo do fluxo de potência para redes de distribuição radiais;
- Capítulo 4: inicia-se o capítulo com a explicação da representação trifásica nodal da rede. Modelo de Markov a três estados para representar interrupções momentâneas é apresentado para os estudos de curto-circuito probabilístico. Explana-se como é feita a amostragem do curto-circuito bem como o método trifásico de análise. Caracterizam-se novos estudos dos eventos de curto-circuito. Descreve-se toda a



formulação e montagem do algoritmo para a avaliação de projetos de rede. Além da descrição dos sistemas teste IEEE 13 e 34 nós. Ao fim apresentam-se os resultados do estudo do curto-circuito: validação da  $Y_{barra}$  e das correntes de curto-circuito, validação do fluxo de potência e as distribuições de probabilidade e índices de curto-circuito;

- Capítulo 5: avalia-se o impacto da geometria de redes de distribuição na estimação de índices de qualidade de energia com o cálculo das métricas para três geometrias diferentes de redes. Em adição, expõe-se os resultados relacionados a interrupções permanentes e momentâneas bem como analisa-se a influência do fluxo de potência na estimação dos índices de qualidade de energia;
- Capítulo 6: considerações finais são apresentadas, avalia-se e discutem-se as contribuições do trabalho e sugerem-se trabalhos futuros nesta linha de pesquisa.



## 2 ESTADO DA ARTE

O termo *confiabilidade* possui um amplo significado e utilidade em diferentes campos da engenharia. Contudo, na análise de sistemas de distribuição, confiabilidade é usualmente definida como a total habilidade do sistema em desempenhar sua função, que demanda na capacidade do sistema de distribuição em suprir continuamente e em qualidade satisfatória as necessidades de tensão dos seus consumidores (BROWN, 2009).

O atual escopo da avaliação da confiabilidade é, sobretudo, focado na continuidade da fonte, enquanto que questões da qualidade de energia são desconsideradas na avaliação uma vez que elas são relacionadas à qualidade da forma da onda de tensão entregue ao consumidor e não verdadeiramente dependente da interrupção da fonte. De fato, esta análise depende do intervalo de tempo usado na avaliação da confiabilidade, o qual pode variar de horas a segundos e/ou ciclos, onde há uma usual classificação do estudo em avaliações da adequação (*adequacy*) e da segurança (*security*) (BILLINTON e LI, 1994).

A adequação é relacionada com a habilidade do sistema em satisfazer as necessidades de potência dos consumidores, a qual consiste essencialmente no problema de continuidade da fonte; enquanto que a segurança (confiabilidade operacional) é relacionada com a capacidade do sistema em responder a perturbações dinâmicas que podem vir a surgir no sistema. Embora a qualidade de energia possa ser avaliada no mesmo intervalo de tempo usado por avaliações da segurança, esse não é propriamente um problema dinâmico. Qualidade de energia está mais conectada à qualidade do sinal senoidal da tensão, onde a ausência deste sinal significa uma interrupção (problema da continuidade) e distorções deste sinal indicam afundamentos (*sags*), elevações (*swells*), harmônicas, ruídos (*noises*), entre outros.

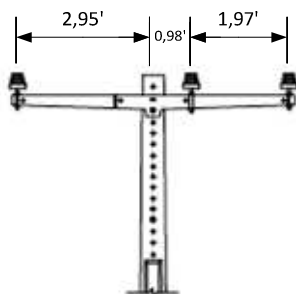
Afundamentos e elevações de tensão são dois dos mais comuns problemas de qualidade de energia que podem ocorrer a partir de falhas nos sistemas elétricos de distribuição (BROWN, 2009). A fim de discutir sobre estas duas distorções da onda de tensão, é necessário modelar aspectos relacionados à tensão na avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição, a qual em geral é desconsiderada. A natureza, o tipo e as consequências das falhas devem fazer parte de um modelo de interrupção para considerar as formas da onda de tensão na avaliação da confiabilidade. A consequência mais comum de uma falha é o aparecimento de uma corrente de curto-circuito na rede elétrica, a qual pode causar distorções na tensão.

Com o intuito de modelar os efeitos do curto-circuito na avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição, objetivando a avaliação das distorções de tensão, se faz obrigatório considerar a impedância própria e mútua dos condutores, as quais são um resultado das escolhas geométricas da rede área/subterrânea usada nos SEDs. O impacto destas escolhas durante a fase do planejamento dos sistemas de distribuição geralmente aparece como distorções de tensão, durante a fase de operação das redes, principalmente quando o curto-circuito ocorre (WILLIS, 2004).

## 2.1 LEVANTAMENTO DE ESTRUTURAS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

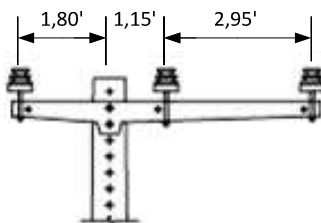
Segundo o padrão de estrutura em Companhia Energética do Ceará (2004) que visa padronizar as características básicas das estruturas a serem utilizadas no projeto e construção de linhas aéreas existem três tipos tradicionais de estruturas de redes primárias de distribuição aérea no Brasil, classe 15 kV. São elas: tipo Normal (N), tipo Meio-Beco (M) e tipo Beco (B). As Figuras 1, 2 e 3 exibem a estrutura trifásica tipo N, tipo M e tipo B, respectivamente.

Figura 1 – Estrutura trifásica tipo N com os espaçamentos especificados em pés (ft.)



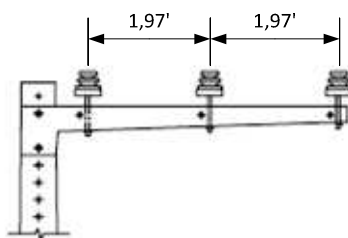
Fonte: adaptado de Companhia Energética do Ceará (2004)

Figura 2 – Estrutura trifásica tipo M com os espaçamentos especificados em pés (ft.)



Fonte: adaptado de Companhia Energética do Ceará (2004)

Figura 3 – Estrutura trifásica tipo B com os espaçamentos especificados em pés (ft.)

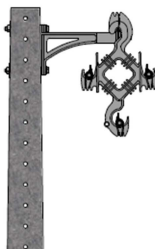


Fonte: adaptado de Companhia Energética do Ceará (2004)

Reconhece-se que a distância de um condutor para o outro é diferente em cada uma das estruturas apresentadas implicando em distintas impedâncias mútuas das linhas. Existem ainda, além das geometrias tradicionais, as redes compactas que possuem cabos cobertos fixados, geralmente, em espaçadores poliméricos losangulares sustentados por um cabo mensageiro (de aterramento).

A Figura 4 demonstra uma configuração geométrica de uma estrutura compacta do tipo CE1, onde a fase *b* geralmente é fixada na parte inferior do espaçador. Embora os relatórios técnicos das concessionárias não apresentem as distâncias entre os condutores de uma geometria de rede compacta como a CE1, visualmente percebe-se que estas distâncias são inferiores as das redes tradicionais, exemplificadas nas Figuras 1, 2 e 3.

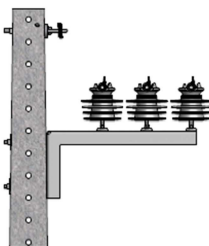
Figura 4 – Estrutura trifásica de rede compacta tangente com braço L e espaçador losangular: CE1



Fonte: Ampla (2014)

A Figura 5 ilustra uma estrutura compacta com um suporte horizontal para sustentação dos cabos com o cabo mensageiro (neutro fictício) posicionado no topo da estrutura.

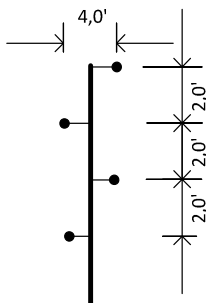
Figura 5 – Estrutura trifásica de rede compacta com suporte horizontal: CE2. H



Fonte: Ampla (2014)

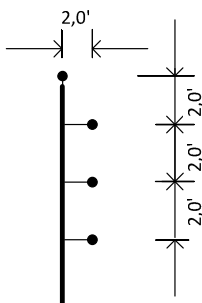
Nota-se que na Figura 5 os condutores estão muito próximos. Em adição, as Figuras 6 e 7 ilustram uma configuração aérea onde os condutores são fixados diretamente nos isoladores presos ao poste e um condutor de neutro adicional está presente, caracterizando tipos de estruturas de quatro condutores.

Figura 6 – Estrutura trifásica vertical zigue-zague com os espaçamentos especificados em pés (ft.)



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

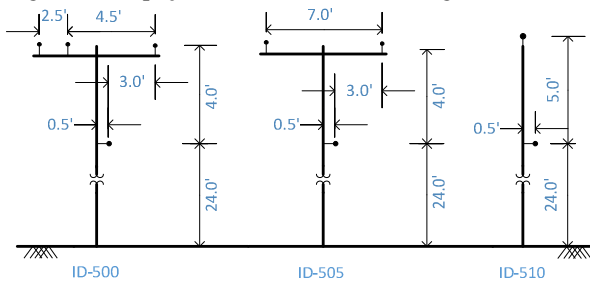
Figura 7 – Estrutura trifásica vertical paralela com os espaçamentos especificados em pés (ft.)



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

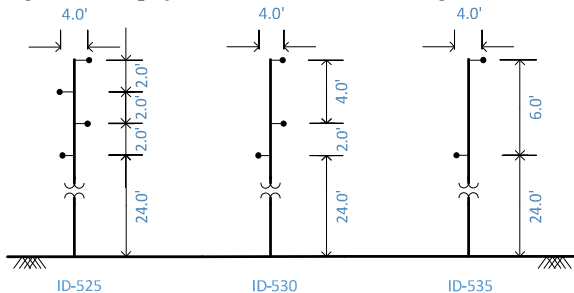
Na Figura 6 o condutor de neutro está posicionado na parte mais inferior do poste enquanto que na Figura 7 ele é fixado no topo da estrutura. Em Kersting (2002), além das estruturas das Figuras 6 e 7 o autor adiciona um condutor de neutro à estrutura tipo N da Figura 1. Assim, os espaçamentos das três geometrias para linhas com uma, duas ou três fases são demonstrados pelas Figuras 8, 9 e 10, com as distâncias especificadas em pés (ft).

Figura 8 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 1



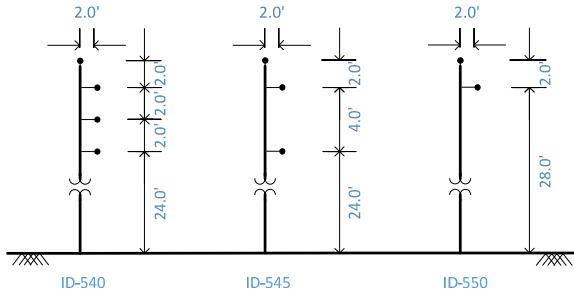
Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Figura 9 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 2



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Figura 10 – Espaçamentos de linhas aéreas, geometria nº 3



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

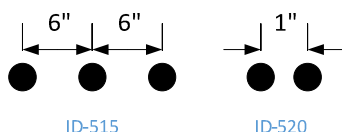
Note que se estipula a cada estrutura um número de identificação (ID) relacionado ao tipo e ao número de fases: monofásica, bifásica ou trifásica, como sugerido em Kersting (2001). As configurações ID-500,



ID-525 e ID-540 são trifásicas com quatro condutores (três de fase e um de neutro), já as ID-505, ID-530 e ID-545 são bifásicas com três condutores (dois de fase e um de neutro) e, por fim, as configurações com ID-510, ID-535 e ID-550 são monofásicas com dois condutores (um de fase e um de neutro). Estas configurações são conectadas em estrela. Embora, geralmente, no Brasil, as configurações estejam dispostas em delta e o neutro é aterrado, i.e., não há a presença do condutor de neutro físico.

Em Kersting (2001) expõe-se a geometria de uma linha subterrânea trifásica e de uma monofásica, ambas identificadas e com os espaçamentos especificados em polegadas (*inches*), ver Figura 11.

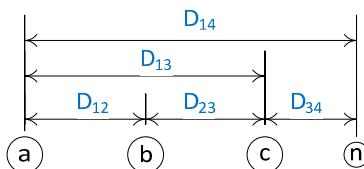
Figura 11 – Espaçamentos de linhas subterrâneas



Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Note que a ID-515 é trifásica com três cabos de neutro concêntrico (NC) e a configuração com ID-520 é monofásica com dois cabos, sendo um cabo blindado (FB) e um de neutro. Por último, a Figura 12 exibe uma configuração geral de três cabos subterrâneos (neutro concêntrico ou blindado) com um condutor de neutro adicional.

Figura 12 – Configuração trifásica subterrânea com neutro adicional



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

## 2.2 AVALIAÇÃO DA ADEQUAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Com o intuito de lidar significativamente com a confiabilidade como um critério de projeto de sistemas de distribuição é necessário estimá-la e estipular objetivos. Um modo de fazer é estimando índices

de confiabilidade sendo que alguns são orientados para o sistema, olhando para a confiabilidade média sobre uma base de todos os consumidores, e outro conjunto de índices é orientado ao consumidor, traduzindo medidas de confiabilidade com respeito apenas a um grupo de consumidores (que experimentaram uma interrupção) (WILLIS, 2004).

A maioria das técnicas probabilísticas disponíveis para a avaliação da confiabilidade é focada na avaliação da adequação, a qual em geral cobre apenas o problema da continuidade. Entretanto, os efeitos da qualidade de energia estão aumentando devido a proliferação da eletrônica de potência nos sistemas elétricos, causando uma degradação no sinal senoidal da tensão. Isto requer esforços para a inclusão dos aspectos da qualidade de energia na avaliação da adequação.

A avaliação da adequação dos sistemas elétricos de distribuição é diretamente relacionada com eventos de interrupção do serviço, o que significa a ausência de sinal. As medições da adequação estão baseadas em duas características principais: *frequência* (com que frequência acontece interrupções de energia) e *duração* (por quanto tempo elas duram). As definições dos índices *SAIFI* e *CAIFI* que avaliam a frequência com que ocorrem interrupções sustentadas estão descritas a seguir (BROWN, 2009; BILLINTON e LI, 1994):

***System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*** – este índice reflete quantas interrupções sustentadas em média um consumidor médio irá experimentar durante um ano. Unidade: ocorrências/ano.

$$SAIFI = \frac{n^{\circ} \text{ total de interrupções consumidoras}}{n^{\circ} \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.1)$$

***Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI)*** – demonstra o número médio de interrupções experimentadas pelos consumidores que tiveram ao menos uma interrupção durante um ano. Unidade: ocorrências/ano;

$$CAIFI = \frac{n^{\circ} \text{ total de interrupções consumidoras}}{n^{\circ} \text{ de consum. que experim. ao menos uma int.}} \quad (2.2)$$

Os índices relacionados à duração das interrupções sustentadas são (*SAIDI*, *CTAIDI* e *CAIDI*):

**System Average Interruption Duration Index (SAIDI)** – mede quantas horas em média um consumidor médio permanecerá sem energia durante o período de um ano. Unidade: horas/ano.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{durações das interrupções consumidoras}}{n^{\circ} \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.3)$$

**Customer Total Average Interruption Duration Index (CTAIDI)** – demonstra em média a duração total das interrupções entre os consumidores que experimentaram ao menos uma interrupção durante o período de análise (ano). Unidade: horas/ano.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{durações das interrupções consumidoras}}{n^{\circ} \text{ de consum. que experim. ao menos uma int.}} \quad (2.4)$$

**Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)** – fornece a duração média de uma interrupção consumidora. Representa o tempo médio requerido para restaurar o serviço. Nota-se que  $CAIDI = SAIDI / SAIFI$ . Unidade: horas/ocorrência.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{durações das interrupções consumidoras}}{n^{\circ} \text{ total de interrupções consumidoras}} \quad (2.5)$$

O índice relacionado à disponibilidade do sistema é o ASAI:

**Average Service Availability Index (ASAI)** – representa a probabilidade de o sistema estar disponível, ou seja, atendendo a demanda do consumidor. Unidade: por unidade (pu) ou porcentagem (%).

$$ASAI = \frac{\text{tempo de disponibilidade de serviço ao consum.}}{\text{tempo de atendimento à demanda do consum.}} \quad (2.6)$$

Os índices relacionados à energia são o *ENS* e o *AENS*.

**Energy Not Supplied (ENS)** – demonstra a energia não suprida em média pelo sistema ao longo de um ano. Unidade: kWh/ano.

$$ENS = \text{energia não suprida} \quad (2.7)$$

**Average Energy Not Supplied (AENS)** – descreve, em média, a energia não suprida pelo sistema para um consumidor médio ao longo de um ano. Unidade: kWh/consumidor.ano.

$$AENS = \frac{\text{energia não suprida}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.8)$$

O aumento crescente de cargas consumidoras sensíveis a leves distúrbios tem gerado uma necessidade de índices relacionados a interrupções de curta duração (momentâneas). Tem-se um índice baseado na frequência de interrupções momentâneas (*MAIFI*) e outro fundamentado na frequência de eventos momentâneos (*MAIFI<sub>e</sub>*). As definições destes índices são:

**Momentary Average Interruption Frequency Index (MAIFI)** – traduz o número médio de interrupções momentâneas durante um ano. Se um religador atuar três vezes seguidas são contabilizadas três interrupções no *MAIFI*. Unidade: ocorrências/ano.

$$MAIFI = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de interrupções momentâneas consum.}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.9)$$

**Momentary Average Interruption Event Frequency Index (MAIFI<sub>e</sub>)** – representa o número médio de eventos de interrupções de curta duração. Se um religador atuar três vezes seguidas, é contabilizado um evento. Unidade: ocorrências/ano.

$$MAIFI_e = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de eventos momentâneos consum.}}{\text{n}^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.10)$$

Tipicamente, estes índices não são incluídos nas estatísticas do *SAIFI* e do *CAIFI*. O *MAIFI* é atrativo para as distribuidoras de energia elétrica pelo fato de ser facilmente computado pelas operações do religador automático. Todavia, o *MAIFI<sub>e</sub>* é uma medida mais agradável no ponto de vista do consumidor, pois interrupções momentâneas

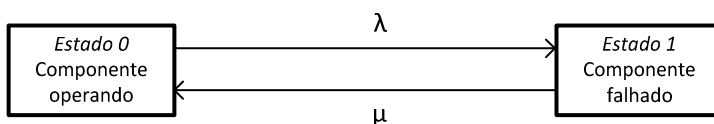
ocorridas em um curto espaço de tempo apresentam menos impacto do que o mesmo número de interrupções espaçadas em dias.

### 2.2.1 Processo de Markov contínuo a dois estados

A abordagem do modelo de Markov pode ser aplicada na análise do comportamento randômico dos sistemas que variam discretamente ou continuamente com respeito ao tempo e ao espaço. Esse comportamento randômico contínuo ou discreto é conhecido como um processo estocástico. Para isso, os estados futuros são totalmente independentes de todos os estados passados, com exceção do último. Outro ponto importante na aplicação do modelo de Markov é considerar que o processo é estacionário, i.e., a probabilidade de um componente transitar de um estado para o outro é a mesma durante todo o tempo no passado e futuro (BILLINTON e ALLAN, 1992).

O processo de Markov contínuo, geralmente, modela um componente com dois estados: operação e falha. Os parâmetros  $\lambda$  e  $\mu$ , na Figura 13, representam a taxa de transição em que o componente transita de um estado para o outro. Considera-se que as taxas de transição de estados são constantes e elas são caracterizadas por uma distribuição exponencial.

Figura 13 – Modelo de Markov a dois estados



Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1992)

Define-se, conforme Billinton e Allan (1992):

$$P_0(t) = \text{probabilidade do componente estar operando no tempo } t \quad (2.11)$$

$$P_1(t) = \text{probabilidade do componente estar em falha no tempo } t \quad (2.12)$$

$$\lambda = \text{taxa de falha} = \frac{1}{MTTF} \quad (2.13)$$

$$\mu = \text{taxa de reparo} = \frac{1}{MTTR} \quad (2.14)$$

sendo que o *MTTF* representa o tempo médio para falha (*Mean Time to Failure*) e o *MTTR* traduz o tempo médio de reparo (*Mean Time to Repair*).

As taxas de transição podem ainda ser interpretadas como (Equações 2.15 e 2.16):

$$\lambda = \frac{\text{nº de falhas do componente em dado período } t}{\text{tempo total do componente em operação}} \quad (2.15)$$

$$\mu = \frac{\text{nº de reparos do componente em dado período } t}{\text{tempo total do componente em reparação (falha)}} \quad (2.16)$$

Ou ainda uma taxa de transição pode ser definida, como (Equação 2.17):

$$\text{taxa de trans} = \frac{\text{nº de trans. que ocorre de um dado estado}}{\text{tempo total neste estado}} \quad (2.17)$$

Assume-se um intervalo de tempo  $dt$  suficientemente pequeno que a probabilidade de ocorrer dois ou mais eventos neste instante tempo é improvável. Assim, a probabilidade de o componente estar em operação após este intervalo de tempo  $dt$ , i.e., a probabilidade dele estar no estado 0 da Figura 13 no tempo  $(t + dt)$  é dada pelas Equações 2.18 e 2.19:

$$P_0(t+dt) = [\text{probabilidade de estar operando no tempo } t \text{ e de não estar em falha no tempo } dt] + [\text{probabilidade de estar falhado no tempo } t \text{ e de estar sendo reparado no tempo } dt] \quad (2.18)$$

$$P_0(t+dt) = P_0(t) \cdot (1 - \lambda dt) + P_1(t) \cdot (\mu dt) \quad (2.19)$$

Similarmente, a probabilidade de o componente estar no estado de falha (estado 1), Equação 2.20:

$$P_1(t+dt) = P_1(t) \cdot (1 - \mu dt) + P_0(t) \cdot (\lambda dt) \quad (2.20)$$

Após algumas deduções e considerações, Billinton e Allan (1992) concluíram que, quando  $t \rightarrow \infty$ , as probabilidades do componente estar operando e estar em falha são definidas, respectivamente, pelas Equações 2.21 e 2.22:

$$P_0 = P_0(\infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (2.21)$$

$$P_1 = P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.22)$$

## 2.2.2 Simulação Monte Carlo Sequencial e computação dos índices

Em previsões futuras do desempenho do sistema, duas técnicas probabilísticas são utilizadas: a técnica analítica e a simulação estocástica. A técnica analítica calcula os índices de confiabilidade por soluções matemáticas diretas, embora não represente vários aspectos associados com o comportamento do sistema.

Em contrapartida, o método de Simulação Monte Carlo (SMC) estima índices por simulação estocástica de eventos aleatórios levando em consideração o comportamento randômico do sistema, logo, trata o problema como uma série de experimentos. Existem três tipos de SMC: a (i) não-sequencial (estática), onde amostras são sorteadas aleatoriamente sem levar em consideração o tempo, a (ii) sequencial (dinâmica), simula eventos em ordem cronológica e tem o tempo como a variável aleatória e a (iii) pseudo-sequencial que combina características do método sequencial e do não-sequencial (SILVA, *et al.*, 2005).

A SMCS é capaz de reproduzir a evolução cronológica do sistema amostrando sequências estocásticas de estados. Logo, pode reproduzir precisamente o ciclo de interrupções do sistema. Estas sequências são construídas segundo a distribuição de probabilidade (modelo estocástico) do componente em cada estado (SILVA, *et al.*, 2012). A escala tempo mais usual é a hora, com índices contabilizados a

cada ano. A residência nos estados obedece a uma distribuição exponencial, a duração no estado de sucesso (componente em funcionamento, *up*) é dada pela Equação 2.23 e a duração no estado de falha (componente indisponível, *down*) é obtida por 2.24:

$$T_{i\_up} = -\frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln(U_i) \quad (2.23)$$

$$T_{i\_down} = -\frac{1}{\mu_i} \cdot \ln(U_i) \quad (2.24)$$

onde  $U_i$  é um número aleatório que segue uma distribuição uniforme pertencente ao intervalo  $[0,1]$ ,  $\lambda_i$  é a taxa de falha do componente  $i$ ,  $\mu_i$  é a taxa de reparo do componente  $i$ . A SMCS pode estimar índices, que obedecem a funções-teste  $G$ , usando o valor esperado dos estimadores dado pela Equação 2.25:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N G(y_u) \quad (2.25)$$

onde  $y_u$  possui as sequências de estados do sistema no ano  $u$ ,  $G(y_u)$  é a função teste avaliada no ano  $y_u$  e  $N$  representa o número de anos simulados.

A incerteza dos índices estimados é dada pela variância da estimativa, i.e., do valor esperado (Equação 2.26):

$$V(\tilde{E}[G]) = \frac{V(G)}{N} \quad (2.26)$$

e a convergência do processo estocástico é testada usando o coeficiente de variação ( $\beta$ ) a cada ano  $u$  da simulação, ver Equação 2.27 (ISSICABA, PEÇAS LOPES e ROSA, 2012).

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[G])}}{\tilde{E}[G]} \quad (2.27)$$



Com a intenção de refletir as consequências de uma interrupção permanente no sistema, as funções-teste e o cálculo analítico dos índices de confiabilidade dos SEDs voltados à frequência, duração e disponibilidade do sistema são apresentados na Tabela 1 (BILLINTON e ALLAN, 1996).

Tabela 1 – Índices de confiabilidade voltados à frequência, duração e disponibilidade do sistema

Método analítico	Simulação: funções-teste $G$
$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_{pi} N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.28)$	$G_{SAIFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ interrup. consum. em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.29)$
$CAIFI = \frac{\sum_i \lambda_{pi} N_i}{\sum_i N_a} \quad (2.30)$	$G_{CAIFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ interrup. consum. em } y_u}{n^\circ \text{ consum. com uma ou mais int. em } y_u} \quad (2.31)$
$SAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (2.32)$	$G_{SAIDI}(y_u) = \frac{\text{tempo interrup. consum. em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.33)$
$CTAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_a} \quad (2.34)$	$G_{CTAIDI}(y_u) = \frac{\text{tempo interrup. consum. em } y_u}{n^\circ \text{ consum. com uma ou mais int. em } y_u} \quad (2.35)$
$CAIDI = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i \lambda_{pi} N_i} \quad (2.36)$	$G_{CAIDI}(y_u) = \frac{SAIDI \text{ em } y_u}{SAIFI \text{ em } y_u} \quad (2.37)$
$ASAI = \frac{\sum_i N_i \cdot 8760 - \sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i \cdot 8760} \quad (2.38)$	$G_{ASAI}(y_u) = 1 - \frac{G_{SAIDI}(y_u)}{n^\circ \text{ horas em } y_u} \quad (2.39)$

Legenda:

$\lambda_{pi}$ : taxa de falha permanente do ponto  $i$ ;

$N_i$ : número total de consumidores no ponto  $i$ ;

$U_i$ : indisponibilidade no período analisado no ponto  $i$ ;

$N_u$ : número de consumidores que experimentaram ao menos uma interrupção no período analisado.

Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1996)

Note que a função-teste do índice *CAIDI* poderia ser construída como (Equação 2.40):

$$G_{CAIDI} = \frac{\text{tempo interrup. consum.}}{n^{\circ} \text{ total interrup. consumidoras}} \quad (2.40)$$

Pelo fato que o *CAIDI* é geralmente calculado pelas distribuidoras de energia sob o período anual, opta-se pela definição *CAIDI* = *SAIDI/SAIFI*. Perceba que se há uma grande diferença entre o *CTAIDI* e o *SAIDI* denota-se que as interrupções de serviço estão concentradas em parte(s) do sistema, com alguns consumidores recebendo mais e outros menos interrupções (WILLIS, 2004).

A Tabela 2 denota o cálculo analítico e as funções-teste para os índices voltados a energia não suprida do sistema.

Tabela 2 – Índices de confiabilidade voltados à energia não suprida por falhas permanentes

Método analítico	Simulação: funções-teste <i>G</i>
$ENS = \sum_i P_i U_i \quad (2.41)$	$G_{ENS}(y_u) = \text{energia não suprida em } y_u \quad (2.42)$
$AENS = \frac{\sum_i P_i U_i}{\sum_i N_i} \quad (2.43)$	$G_{AENS}(y_u) = \frac{\text{energia não suprida em } y_u}{n^{\circ} \text{ consum. atendidos}} \quad (2.44)$

Legenda:

$P_i$ : potência ativa do ponto de carga  $i$ ;

Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1996)

Os índices anteriormente mencionados são baseados em consumidores que experimentaram interrupções sustentadas. Se a rede de distribuição diferencia interrupções momentâneas como uma classe separada, assim, o *MAIFI* e o *MAIFI<sub>e</sub>* podem ser computados de acordo com a Tabela 3:

Tabela 3 – Índices de confiabilidade relacionados à frequência de interrupções momentâneas

Método analítico	Simulação: funções-teste $G$
$MAIFI = \frac{\sum_i \lambda_{Ti} N_i N_t}{\sum_i N_i} \quad (2.45)$	$G_{MAIFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{interrup. moment. consum. em } y_u \cdot n^\circ \text{ relig.}}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.46)$
$MAIFI_e = \frac{\sum_i \lambda_{Ti} N_t}{\sum_i N_i} \quad (2.47)$	$G_{MAIFI_e}(y_u) = \frac{n^\circ \text{eventos moment. consum. em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.48)$

Legenda:

$\lambda_{Ti}$ : taxa de falha transitória do ponto  $i$ ;

$N_i$ : número de interrupções momentâneas para cada ponto de carga  $i$ , i.e., o número de religamentos por evento de curta duração.

Fonte: adaptado de Brown (2009)

Note que as funções-teste dos índices apresentados até o momento permitem apenas avaliar escolhas de projeto no planejamento dos SEDs do ponto de vista da continuidade de serviço entregue ao consumidor.

### 2.3 CARACTERIZAÇÃO DAS DISTORÇÕES DE TENSÃO

Segundo Dugan, *et al.*, (2004) a qualidade da energia elétrica é uma questão fundamentalmente voltada ao consumidor e é definida como qualquer problema que venha ocorrer em desvios de tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou em mau funcionamento no equipamento do consumidor. Estes problemas incluem afundamentos de tensão (*sags*), elevações de tensão (*swells*), ruídos (*noises*), cintilações (*flickers*), cunhas de tensão (*notches*), distorção harmônica e variação da frequência. Apesar de estes fenômenos poderem não causar a interrupção da tensão para o consumidor, os distúrbios da qualidade de energia podem ser usualmente problemáticos, principalmente, para cargas sensíveis.

Como é possível perceber, confiabilidade é também relacionada, de alguma forma, com a qualidade de energia. De um modo geral, autores na literatura assumem que certos tipos de cargas não distinguem

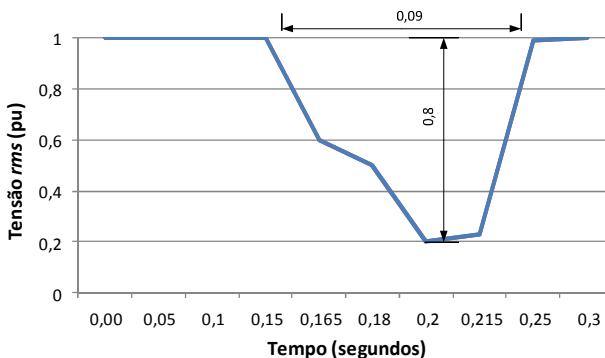
interrupções de curta duração de consequências dos afundamentos de tensão (BROWN, 2009).

Afundamentos e elevações de tensão são dois dos mais problemáticos distúrbios que afetam a qualidade de energia em sistemas de distribuição. Estes podem causar mau funcionamento de equipamentos, resultando em perdas econômicas, especialmente para consumidores industriais. Embora problemas da qualidade de energia sejam classificados em diferentes tipos, esta dissertação foca em dois distúrbios de curta duração: *sags* e *swells*. De acordo com a norma IEEE Std 1159 (2009) um afundamento de tensão (*sag*) é uma “diminuição na tensão ou corrente *rms* na frequência do sistema por uma duração de 0,5 ciclos a 1 minuto. Valores típicos são 0,9 a 0,1 pu”, enquanto que uma elevação de tensão (*swell*) é definida como um “aumento na tensão ou corrente *rms* na frequência do sistema por uma duração de 0,5 ciclos a 1 minuto. Valores típicos são 1,1 a 1,8 pu”.

Ainda, segundo IEEE Std 1159 (2009), variações de curta duração da tensão são quase que sempre ocasionadas por: condições de falta, energização de grandes cargas com altas correntes de partida, ou falhas nas conexões das linhas de distribuição. Dependendo da localização da falta e das condições do sistema, a falta pode causar temporárias elevações de tensão e/ou afundamentos de tensão, ou a completa ausência do sinal senoidal da tensão (interrupções).

Segundo Pabla (2005), afundamentos de tensão em uma barra são causados por faltas em outras partes do sistema e eles têm recebido atualmente uma atenção especial pelo fato de que falhas severas têm destacado os problemas ocasionados no desempenho de cargas controladas por computador e em controladores de velocidade durante estes afundamentos e elevações de tensão. Um *sag* típico está associado a uma falta monofásica-terra ocorrida em uma barra à jusante do ponto de monitoração e que foi eliminada por um equipamento de proteção também a jusante (IEEE STD 1159, 2009). A Figura 14 ilustra um *sag* indicando a amplitude e a duração do mesmo.

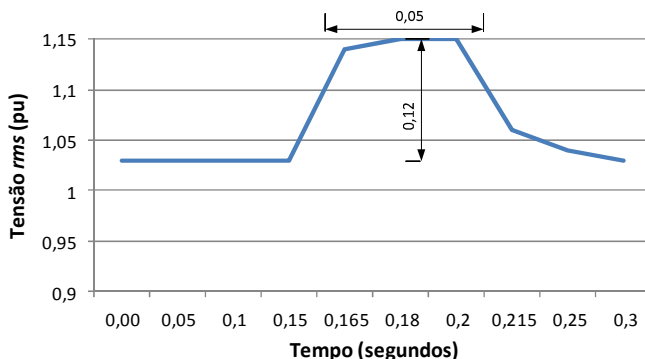
Figura 14 – Afundamento de tensão instantâneo ocasionado por um curto-circuito monofásico-terra



Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (2009)

Como os *sags*, os *swells* são usualmente associados com condições de curto-circuito do sistema, porém, são eventos mais raros do que *sags*. Geralmente um *swell* é proveniente de uma falta monofásica-terra que produz uma elevação de tensão nas fases não curto-circuitadas da barra. A Figura 15 ilustra um *swell* desta natureza indicando a duração e amplitude do mesmo.

Figura 15 – Elevação de tensão instantânea ocasionada por um curto-circuito monofásico-terra



Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (2009)

A severidade de uma elevação de tensão depende da localização da falta, da impedância do sistema e do aterramento. Em um sistema não

aterrado, com uma impedância de sequência zero infinita, as tensões fase-terra nas fases não aterradas e que não sofreram o defeito monofásico-terra será de 1,73 pu durante o curto-circuito (IEEE STD 1159, 2009).

Com o intuito de fornecer uma terminologia comum que possa ser usada na discussão e avaliação das variações na tensão *rms* (*root mean square*), apresenta-se na Tabela 4 uma classificação com base na magnitude e duração dos distúrbios.

Tabela 4 – Classificação em duração e magnitude das variações da tensão *rms*

<b>Categoria</b>	<b>Duração (c, s ou min)</b>	<b>Magnitude da tensão (pu)</b>
Variações <i>rms</i> de curta duração		
Instantânea		
<i>Sag</i>	0,5 c – 30 c	0,1 – 0,9
<i>Swell</i>	0,5 c – 30 c	1,1 – 1,8
Momentânea		
<i>Interrupção</i>	0,5 c – 3 s	< 0,1
<i>Sag</i>	30 c – 3 s	0,1 – 0,9
<i>Swell</i>	30 c – 3 s	1,1 – 1,4
Temporária		
<i>Interrupção</i>	> 3 s – 1 min	< 0,1
<i>Sag</i>	> 3 s – 1 min	0,1 – 0,9
<i>Swell</i>	> 3 s – 1 min	1,1 – 1,2
Variações <i>rms</i> de longa duração		
<i>Interrupção</i>	> 1 min	0,00
<i>Subtensão (undervoltage)</i>	> 1 min	0,8 – 0,9
<i>Sobretensão (overvoltage)</i>	> 1 min	1,1 – 1,2

Legenda: c = ciclos, s = segundos e min = minutos

Fonte: adaptado de IEEE Std 1159 (2009)

## 2.4 AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ATRAVÉS DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS

O estudo da qualidade de energia propicia resultados as distribuidoras referentes à avaliação do grau de performance do sistema frente a *sags* e *swells* e também permite estudos em cima de configurações alternativas para mitigação dos seus efeitos. Esta avaliação quantitativa das variações de curta duração na amplitude da tensão é realizada, frequentemente, usando duas técnicas: medição

passada da performance (monitoramento) ou predição futura da performance (técnica probabilística) (BORDALO, RODRIGUES e SILVA, 2006).

Assim, utiliza-se um novo conjunto de índices para cobrir os fenômenos de afundamentos e elevações de tensão a fim de capturar estas distorções durante um evento que deforme o formato da onda de tensão (BROOKS, *et al.*, 1998). Define-se quatro índices que avaliam eventos de *sags* e *swells* combinando medições eletrônicas com observação passada da performance. Comumente, os autores apostam no paradigma da medição inteligente futura para usar este tipo de monitoramento da qualidade de energia em uma larga área dos sistemas de distribuição.

Entretanto, ao invés de usar medições eletrônicas, este trabalho propõe o uso de técnicas de estimação, largamente utilizadas na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência, para avaliar os fenômenos da qualidade de energia. A seguir descreve-se os índices de qualidade de energia orientados a variação de curta duração da tensão *rms* aplicados nesta dissertação (BROOKS, *et al.*, 1998):

**System Average RMS Variation Frequency Index ( $SARFI_x$ ):** representa o número médio de medições de eventos de variação *rms* específica que ocorreram durante um ano por consumidor atendido, onde os distúrbios específicos são aqueles com uma magnitude da tensão menor que  $x$  para *sags* ou uma magnitude maior que  $x$  para *swells*. Note que  $x$  é a tensão *rms* limiar (*threshold*), tendo como valores possíveis, em %, para *swells*: 140; 120; 110 e para *sags*: 90; 80; 70. Unidade: ocorrências/ano.

$$SARFI_x = \frac{n^{\circ} \text{ total sags ou swells consumidoras}}{n^{\circ} \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.49)$$

Note que o  $SARFI_x$  é definido com respeito a tensão limiar  $x$  e é um índice similar ao  $SAIFI$ , contudo, o  $SARFI_x$  avalia mais do que apenas interrupções permanentes. A frequência de ocorrência das variações *rms* de diferentes magnitudes podem ser analisadas pelo  $SARFI_x$ .

Uma vez que as variações de tensão dependem da magnitude e da duração, o  $SARFI_x$  não contém todas as informações necessárias para alguns casos pontuais. Uma abordagem usual e efetiva é decompor o

$SARFI_x$ , baseando-se nas durações dos afundamentos e elevações de tensão, em instantâneo, momentâneo e temporário, como segue:

**System Instantaneous Average RMS Variation Frequency Index ( $SIARFI_x$ ):** representa o número médio de medições de eventos de variação *rms* específicas que ocorrem durante um ano, por consumidor atendido, onde os distúrbios específicos são aqueles com uma magnitude da tensão menor que  $x$  % para *sags* ou com uma magnitude maior que  $x$  % para *swells* com duração de 0,5 ciclos a 30 ciclos. Unidade: ocorrências/ano.

$$SIARFI_x = \frac{n^\circ \text{ total sags ou swells cons. } (0,5c - 30c)}{n^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.50)$$

**System Momentary Average RMS Variation Frequency Index ( $SMARFI_x$ ):** da mesma maneira em que  $SIARFI_x$  é definido para variações instantâneas, o  $SMARFI_x$  é definido para variações tendo durações de 30 ciclos a 3 segundos para *sags* e *swells* e no intervalo de 0,5 ciclos a 3 segundos para interrupções. Unidade: ocorrências/ano.

$$SMARFI_x = \frac{n^\circ \text{ total sags ou swells cons. } (30c - 3s)}{n^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.51)$$

**System Temporary Average RMS Variation Frequency Index ( $STARFI_x$ ):** representa as variações (*sags* e *swells*) e interrupções temporárias com duração de 3 segundos a 1 minuto. Unidade: ocorrências/ano.

$$STARFI_x = \frac{n^\circ \text{ total sags ou swells cons. } (3s - 1 \text{ min})}{n^\circ \text{ total de consumidores atendidos}} \quad (2.52)$$

Perceba que o  $SIARFI_x$  não é computado para um valor de  $x$  menor a 10%. Isto ocorre, devido ao fato de que, conforme a Tabela 4, não há uma definição de duração instantânea para interrupções, há apenas interrupções momentâneas, temporárias e as de longa duração. A seguir são definidas as funções-teste e o método analítico para o cálculo dos índices, que permitem tecer comentários sobre as variações de tensão (Tabela 5).



Tabela 5 – Índices de qualidade de energia voltados a *sags* e *swells*

Método analítico	Simulação: funções-teste <i>G</i>
$SARFI_x = \frac{\sum_i N_i}{N_t} \quad (2.53)$	$G_{SARFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ consum. com desvio de tensão maior/menor que } x\% \text{ em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.54)$
$SIARFI_x = \frac{\sum_i NI_i}{N_t} \quad (2.55)$	$G_{SIARFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ consum. com desvio de tensão maior/menor que } x\% \text{ em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.56)$
$SMARFI_x = \frac{\sum_i NM_i}{N_t} \quad (2.57)$	$G_{SMARFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ consum. com desvio de tensão maior/menor que } x\% \text{ em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.58)$
$STARFI_x = \frac{\sum_i NT_i}{N_t} \quad (2.59)$	$G_{STARFI}(y_u) = \frac{n^\circ \text{ consum. com desvio de tensão maior/menor que } x\% \text{ em } y_u}{n^\circ \text{ consum. atendidos}} \quad (2.60)$

Legenda:

$x$ : é o valor limiar em % para valores aceitáveis ou não do nível de tensão;

$N_t$ : é o número total de consumidores de cada ponto de carga  $i$ ;

$N_i$ : é o número de consumidores que experimentaram uma variação da tensão no ponto de carga  $i$  maior ou menor do que  $x$  %;

$NI_i$ : é o número de consumidores que experimentaram uma variação da tensão no ponto de carga  $i$  maior ou menor do que  $x$  % com duração de 0,5 a 30 ciclos;

$NM_i$ : é o número de consumidores que experimentaram uma variação da tensão no ponto de carga  $i$  maior ou menor do que  $x$  % com duração de 30 ciclos a 3 segundos;

$NT_i$ : é o número de consumidores que experimentaram uma variação da tensão no ponto de carga  $i$  maior ou menor do que  $x$  % com duração de 3 segundos a 1 minuto.

Fonte: adaptado de Brooks, *et al.*, (1998)

## 2.5 CURTO-CIRCUITO

Define-se curto-circuito, segundo o IEEE Std 551 (2006), como um fenômeno dinâmico oriundo de uma conexão anormal (incluindo um arco elétrico) de impedância relativamente pequena, feita

acidentalmente ou intencionalmente, entre dois pontos de potenciais diferentes. A palavra falta é atribuída como sinônimo de curto-circuito. Ademais, em Stevenson Jr. (1975), define-se uma falta em um fio ou cabo como uma falha total ou parcial na sua isolação ou na sua continuidade.

A computação das correntes de curto-circuito para faltas assimétricas em um tradicional sistema trifásico balanceado tem sido tradicionalmente efetuada pela aplicação do método das componentes simétricas que foi apresentado por C. L. Fortescue em 1918 como uma poderosa ferramenta para lidar com circuitos polifásicos desequilibrados, tradicionalmente conhecida como o Teorema de Fortescue (STEVENSON JR., 1975). No entanto, este método não é muito adequado aos sistemas de distribuição que são intrinsicamente desbalanceados. O desigual acoplamento mútuo entre as fases leva a acoplamento mútuo entre os circuitos de sequência. Quando isto ocorre não há vantagens em utilizar o Teorema de Fortescue (KERSTING, 2002).

Outra razão para não utilizar componentes simétricas é que as fases em que as faltas ocorrem são limitadas. Por exemplo, usando componentes simétricas faltas fase-terra são limitadas a ocorrer entre a fase *a* e a terra. Desse modo, se um ramal lateral monofásico é conectado a fase *b* ou *c* não é possível determinar a corrente de curto-circuito neste ramal.

Logo, além de utilizar o método das componentes simétricas a avaliação da corrente de falta pode ser realizada usando o método de coordenadas de fase o qual representa explicitamente todas as fases elétricas da rede e suas respectivas tensões, correntes, e impedâncias sem a necessidade de obter os circuitos de sequência (BORDALO, RODRIGUES e SILVA, 2006). Basicamente, há quatro versões do método da coordenada de fases utilizadas para análise de faltas nos SEDs: método de  $Y_{barra}$ -Gauss (CHEN, *et al.*, 1992), método de Kersting (KERSTING, 2002), método de compensação híbrida (ZHANG, *et al.*, 1995) e o método de soma das admitâncias (TODOROVSKI e RAJICIC, 2003).

Em adição, em Dugan (2003) apresenta-se um método para o cálculo das correntes de curto-circuito que utiliza a representação trifásica da matriz de admitância nodal incluindo as cargas como admitâncias. Este é o método aplicado nos procedimentos de cálculo do *software OpenDSS* da EPRI (DUGAN, 2013) e utilizado nas análises deste trabalho.

## 2.6 FLUXO DE POTÊNCIA PARA REDES RADIAIS

A análise do fluxo de potência de um alimentador de distribuição consiste tipicamente em avaliar o alimentador sobre condições normais de operação em regime permanente. Os sistemas de distribuição são esperados a operarem sempre dentro dos limites de capacidade dos condutores e de níveis de tensão adequados, além de garantir a continuidade do serviço ao consumidor.

Os SEDs possuem algumas particularidades: trechos de linha reduzidos, distâncias entre condutores pequenas (ver Figuras 1 a 12), baixa relação  $X/R$ , sistema desequilibrado e inexistência de transposições das linhas. Para que o cálculo do fluxo de potência seja realizado de maneira correta, métodos exatos que consideram o módulo e ângulo das tensões e podem utilizar uma formulação trifásica apropriada e eficiente devem ser aplicados.

Os alimentadores de distribuição radiais são caracterizados por terem apenas um caminho para a energia percorrer da fonte (subestação de distribuição) para cada consumidor. Por causa desta natureza dos SEDs, ferramentas convencionais de fluxo de potência e curto-circuito utilizadas em estudos dos sistemas de transmissão não são apropriadas por assumirem, entre outras hipóteses, um sistema perfeitamente balanceado.

Existe um grande número de métodos na literatura para resolução do fluxo de potência, como: Newton-Rapshon, Newton-Rapshon Desacoplado, Gauss-Seidel (TINNEY e HART, 1967). Estes métodos clássicos, geralmente aplicados para os sistemas de transmissão (alta relação  $X/R$ ), podem ser ineficientes para a análise de sistemas de distribuição, uma vez que implementações trifásicas aumentam significativamente a complexidade do problema.

Consequentemente, foram desenvolvidos novos métodos iterativos para lidar, originalmente, com a estrutura radial dos SEDs com uma implementação trifásica fácil e com excelente robustez numérica. Os três principais desta classe são: *Ladder*, Soma de Potências e Soma das Correntes (KERSTING, 2002).

Portanto, o cálculo do fluxo de potência permite analisar a situação do sistema em regime permanente, podendo classificar os pontos consumidores em adequados, precários ou críticos, calcular perdas de potência nas linhas e o carregamento dos condutores. Conforme a ANEEL (2016), as faixas de variação de tensão são definidas pela Tabela 6.

Tabela 6 - Pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

TA	Faixa de variação da TL em relação à TR
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: adaptado de ANEEL (2016)

Neste trabalho, o método utilizado no cálculo do fluxo de potência para avaliar os níveis de tensão nos nós do alimentador de distribuição é o Método de Soma das Correntes (MSC).

## 2.7 DISTRIBUIÇÕES DE PROBABILIDADE

Dados coletados empiricamente, de um esquema de amostras, por exemplo, devem ser analisados e avaliados de alguma forma. Para este feito pode-se fazer uso de uma função densidade de probabilidade (fdp) e de uma função de probabilidade acumulada (fpa) (BILLINTON e ALLAN, 1992).

Uma distribuição de probabilidade agrupa os dados por classes de ocorrência, resumindo a análise do conjunto de grandes dados, i.e., os resultados de um estudo podem ser demonstrados em um gráfico de distribuição de frequência, o qual expõe a frequência de ocorrência de determinado evento. Um método alternativo, conveniente para grandes amostras, é agrupar os dados próximos em classes de ocorrência. Desse modo, os impulsos se tornam barras (histograma de frequência) (BILLINTON e ALLAN, 1992). A partir do conceito de probabilidade de frequência relativa (Equação 2.61), a probabilidade ( $P$ ) de ocorrência de um determinado evento ou de uma classe de eventos é:

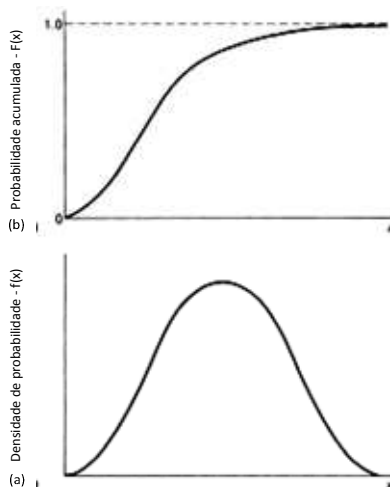
$$P = \lim_{n \rightarrow \infty} \left( \frac{f}{n} \right) \quad (2.61)$$

onde  $f$  é o número de ocorrências de um evento particular e  $n$  é número de vezes em que o experimento é repetido. O gráfico resultante desta análise é conhecido como uma fdp, que geralmente, apresenta um comportamento como o da Figura 16 (a).

Outro método de apresentar um mesmo conjunto de dados é usar a fpa, ver Figura 16 (b). Esta é obtida ordenando os valores de forma

crescente ou decrescente, iniciando pela probabilidade de ocorrência do menor (ou maior) valor, somando sequencialmente, i.e., acumulando, as probabilidades de ocorrência de cada valor até que todos os valores tenham sido acumulados. Esta distribuição de probabilidade indica a probabilidade de uma variável randômica ser menor ou igual a algum valor pré-definido.

Figura 16 – Comportamento de uma variável randômica contínua. (a) Função densidade de probabilidade. (b) Função de distribuição acumulada de probabilidade



Fonte: adaptado de Billinton e Allan (1994)



### **3 IMPACTO DOS MODELOS ELÉTRICOS EM ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO – ANÁLISE QUALITATIVA**

Planejar é tomar decisões cuidadosamente. Basicamente, o objetivo do planejamento de sistemas de distribuição é fornecer um serviço satisfatório ao consumidor ao menor custo possível. Há uma exigência na qualidade de energia por parte de consumidores, no que se refere a níveis de tensão, continuidade de fornecimento e formas de ondas sem distorção, ponto motivador do processo de planejamento. Além disso, em redes de energia, este processo busca identificar o melhor comportamento das fontes e ações futuras para atingir os objetivos da rede, observando o crescimento da carga (PABLA, 2005).

Determinar o modelo geométrico da estrutura que irá compor uma rede de distribuição é uma decisão que deve ser tomada com cautela. O espaçamento e o número de condutores (e.g., três fases com/sem o condutor de neutro) são quesitos que influenciam diretamente na grandeza da corrente de curto-circuito quando o sistema sofre uma perturbação. Em adição, esta corrente pode produzir um desvio de tensão, durante a falta, em determinados nós e fases do alimentador. Em métodos probabilísticos, estimar a intensidade da corrente de curto-circuito, quando ocorre uma falha no SED implicando em um defeito desta natureza, está intimamente ligado ao modelo matemático aplicado na representação dos elementos que compõem o SED e também a topologia da rede e a Capacidade de Curto-Circuito (CCC) da fonte.

Um sistema de distribuição pode ser aéreo ou subterrâneo. Ele é usualmente aéreo, apesar de que para maiores densidades de cargas em cidades ou regiões metropolitanas, seja subterrâneo. A escolha entre aéreo ou subterrâneo depende de um número de fatores diferentes tais como a importância da continuidade do serviço, melhoramento da aparência visual da área, comparativo anual de custos na manutenção, custos e a vida útil do sistema (PABLA, 2005).

O sistema de distribuição subterrâneo custa em média em torno de 2 a 10 vezes mais do que o sistema aéreo. O primeiro é preferido devido à eliminação de falhas ocasionadas por condições anormais do tempo, tais como: neve, chuva, tempestades, raios, fogos, árvores, acidentes, entre outras causas. Outra vantagem deste sistema é que ele é ambientalmente amigável. Ademais, o aprimoramento da tecnologia dos cabos tem reduzido os custos da rede subterrânea em comparação com a aérea (PABLA, 2005).

Fluxo de potência, confiabilidade, curto-circuito, e outras simulações de desempenho usadas no planejamento da distribuição lidam com modelos de vários elementos do sistema de distribuição. Por exemplo, um fluxo de potência requer um modelo de circuito para o sistema – uma descrição das linhas, equipamentos e cargas. Dependendo do nível de detalhes, o modelo do comportamento elétrico pode ser algo como uma simples representação CC do fluxo de potência a uma bem detalhada representação trifásica CA (WILLIS, 2004).

Os modelos são descrições do comportamento, resposta, ou estrutura de algum elemento do sistema de distribuição usado como “representante” daquele elemento durante as análises e avaliações das opções de planejamento. Segundo Willis (2004) a primeira responsabilidade dos planejadores é ter certeza de que os modelos utilizados no planejamento são apropriados para as suas atividades e de entender suas limitações, deficiências, e abrangência da aplicabilidade.

### 3.1 DESCRIÇÃO DOS MODELOS ELÉTRICOS

Os modelos são usados como uma representação em *softwares* modernos de planejamento de sistemas de distribuição, sendo que o mesmo modelo básico de circuito fornece a base para todas as simulações de desempenho do sistema de distribuição, i.e., fluxo de potência, curto-circuito, confiabilidade, análise econômica. A conectividade entre a representação das linhas, cargas e equipamentos é necessária para a maioria das aplicações de planejamento.

#### 3.1.1 Fases e faseamento da linha de distribuição

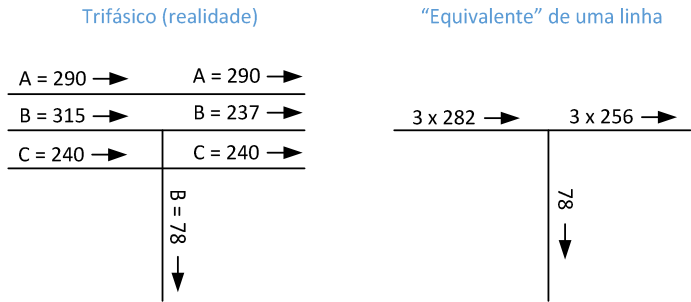
Os *modelos de uma linha*, também chamados de monofásicos, de circuitos elétricos negligenciam totalmente o faseamento, representando todos os elementos de circuitos de distribuição e cargas como elementos de uma fase. Em um sistema composto apenas por equipamentos trifásicos, com cargas balanceadas, impedâncias, e conexões, é equivalente analisar uma das três fases idênticas.

Este *modelo de uma linha* é mais conhecido em aplicações da distribuição como “modelos sem fase”, pelo fato de que ele despreza o não balanceamento entre fases onde este ocorre, mas também mistura as fases e as geometrias dos condutores, portanto, o modelo resultante não representa nenhuma fase, mas sim uma média de tudo que está presente, na estrutura e no carregamento (WILLIS, 2004).



Os modelos de circuito trifásicos representam os elementos do circuito explicitamente como elementos e cargas de uma, duas ou três fases. Neste caso detalhes da conexão dos equipamentos, estrela (Y) ou delta ( $\Delta$ ), também são incluídos. Contudo, a representação monofásica de sistemas de distribuição não apenas assume cargas e fluxos balanceados, mas também “divide” a corrente monofásica igualmente entre os elementos trifásicos e mistura circuitos mono e trifásicos, como mostra a Figura 17 (WILLIS, 2004).

Figura 17 – Representação trifásica e representação monofásica de uma parte do tronco de um alimentador conectado a um ramal lateral monofásico. Valores em A e as setas indicam a direção do fluxo de potência



Fonte: adaptado de Willis (2004)

Assumir a transposição das linhas trifásicas do SED, desconsiderando as impedâncias mútuas, faz com que a matriz de impedância das linhas contenha elementos não nulos apenas na diagonal principal e, sendo assim, durante um estudo de curto-circuito as fases não atingidas pelo mesmo não apresentam qualquer variação de tensão (*sag* ou *swell*), destacando a importância da caracterização das impedâncias e admitâncias mútuas de linhas de distribuição no estudo de planejamento (CALADO, 2015).

3.1.2 Modelos dos equipamentos

Os transformadores, reguladores, capacitores, circuitos compensadores, chaves, e outros elementos do sistema de distribuição podem ser modelados em diversos níveis de detalhes, do mais simplista ao mais detalhista. Geralmente, no planejamento da distribuição, necessitam-se menos detalhes na modelagem do comportamento e do controle do equipamento do que na engenharia da distribuição. Aspectos

chaves na modelagem destes equipamentos são: uma representação fase por fase (por causa dos fluxos desbalanceados), capacidade e o comportamento elétrico básico (WILLIS, 2004).

### 3.1.2.1 Transformadores

Os transformadores são mais bem representados fase a fase, porque muitos bancos transformadores trifásicos são compostos de três transformadores monofásicos com diferentes tamanhos e impedâncias. Representação da histerese, perdas elétricas, como também modelos dinâmicos que analisam as mudanças na impedância ou capacidade com a temperatura de operação, são geralmente desnecessários para o projeto de redes (WILLIS, 2004).

### 3.1.2.2 Reguladores de tensão

Reguladores e compensadores de circuito são mais bem modelados fase a fase, da mesma maneira que os transformadores. Para as propostas de planejamento, muitos dos detalhes necessários para a engenharia, tais como representação explícita dos *taps* no regulador e as pequenas mudanças na capacidade que ocorrem uma vez que o nível da tensão a montante é modificado, não são necessárias (WILLIS, 2004).

### 3.1.2.3 Capacitores

Os capacitores, do mesmo modo, são mais bem representados fase a fase. Eles devem ser modelados como uma impedância, e não como uma injeção de corrente constante. Por exemplo, um banco capacitor de 600 kvar é uma impedância que injeta 600 kvar, dada que a tensão é 1,0 pu. Ele não é um equipamento que injeta 600 kvar independentemente da tensão. Se a tensão cai, a injeção de reativos também acompanha este movimento (WILLIS, 2004).

### 3.1.2.4 Chaves de manobra

Para a maioria dos estudos de planejamento da distribuição, as chaves facas ou disjuntores são representados, do mesmo modo que os demais equipamentos (fase a fase) com a representação da capacidade de corrente como suas únicas características. Para automação da distribuição e estudos de confiabilidade, o tempo de operação, a

probabilidade de operação, e outras características podem ser exigidos (WILLIS, 2004).

## 3.2 MODELAGEM DA CARGA E EQUIPAMENTOS ESPECIAIS

### 3.2.1 Cargas

Segundo Kersting (2002) as cargas em um alimentador de distribuição podem estar conectadas em estrela (Y) ou em delta ( $\Delta$ ), podem ser distribuídas ao longo da linha ou pontuais (concentradas), e ainda, podem ser balanceadas ou desbalanceadas. Além disso, as cargas podem ser trifásicas ou monofásicas, enquanto as últimas podem estar conectadas fase-terra ou fase-fase (KERSTING, 2001). As cargas podem ser modeladas basicamente de quatro modos:

- a) Potência ativa e reativa constante (PQ constante);
- b) Corrente constante (I constante);
- c) Impedância constante (Z constante);
- d) Uma combinação dos modelos acima.

Todos os modelos são inicialmente definidos por uma potência complexa por fase e uma tensão fase-neutro (carga em estrela) ou uma tensão fase-fase (carga em delta) (KERSTING, 2002). A Tabela 7 resume os tipos de cargas possíveis combinando conexão e modelo.

Tabela 7 – Códigos para os modelos de cargas

<b>Código</b>	<b>Conexão</b>	<b>Modelo</b>
Y-PQ	Estrela	kW e kvar constante
Y-I	Estrela	Corrente constante
Y-Z	Estrela	Impedância constante
D-PQ	Delta	kW e kvar constante
D-I	Delta	Corrente constante
D-Z	Delta	Impedância constante

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Além dos modelos descritos na Tabela 7, realça-se que a carga pode assumir uma combinação dos mesmos tendo uma porcentagem da carga relacionada a cada um.

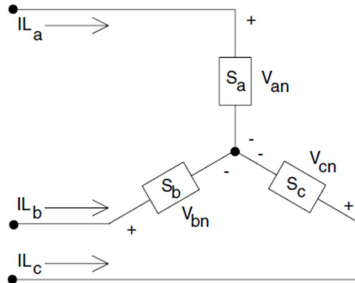
Os modelos originais das cargas de um SED são utilizados no processo iterativo do cálculo do fluxo de potência onde se assume, normalmente, a tensão inicial nas cargas igual a 1,0 pu (perfil plano) para a determinação das correntes que alimentam as mesmas. Por outro lado, para o estudo do curto-circuito todas as cargas são modeladas como impedância constante e é necessário calcular a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) de cada carga para adição na  $Y_{barra}$ .

Atente-se para o fato de que as equações desenvolvidas nas subseções seguintes são genéricas e aplicáveis às três fases. Entretanto, mostram-se os cálculos apenas para a fase  $a$ .

### 3.2.1.1 Cargas conectadas em estrela

A Figura 18 ilustra uma carga trifásica conectada em Y. Perceba que para as cargas conectadas em estrela as correntes de linha  $IL_a$ ,  $IL_b$  e  $IL_c$  são as mesmas que circulam na carga.

Figura 18 – Carga conectada em estrela (Y)



Fonte: Kersting (2002)

A seguir detalha-se cada tipo de carga conectada em estrela.

#### 3.2.1.1.1 Cargas Y-PQ

A corrente na linha  $a$  para cargas com potência ativa e reativa constante ( $S_a = P_a + jQ_a$ ) é dada por (Equação 3.1):

$$IL_a = \left( \frac{S_a}{V_{an}} \right)^* \quad (3.1)$$

Neste modelo,  $V_{an}$  (tensão fase-neutro), em V, irá mudar em cada iteração do fluxo de potência e  $S_a$  é a potência complexa especificada da fase  $a$  que permanece constante durante o processo iterativo, em VA.

### 3.2.1.1.2 Cargas Y-Z

Determina-se o valor da impedância constante utilizando o  $V_{an}$  e o  $S_a$  da carga (Equação 3.2).

$$Z_a = \frac{\left(|V_{an}|^2\right)}{S_a^*} \quad (3.2)$$

As correntes na carga como uma função da impedância constante é dada por (Equação 3.3):

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} \quad (3.3)$$

Neste modelo,  $V_{an}$  irá mudar a cada iteração, mas, a impedância calculada pela Equação 3.2 permanece constante durante as iterações. Para a análise de curto-circuito a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) da carga (trifásica) é concebida pela Equação 3.4.

$$\left[Y_{prim}\right] = \begin{bmatrix} y_a & 0 & 0 \\ 0 & y_b & 0 \\ 0 & 0 & y_c \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

onde  $y_a$ ,  $y_b$  e  $y_c$  são as admitâncias próprias das fases, ou seja, o inverso das impedâncias.

### 3.2.1.1.3 Cargas Y-I

Neste caso, o módulo da corrente é computado de acordo com a Equação 3.1 e o valor complexo da corrente de linha é dado pela Equação 3.5.

$$IL_a = |IL_a| \underline{\delta_a - \gamma_a} \quad (3.5)$$

Onde a magnitude da corrente de linha ( $|IL_a|$ ) e o ângulo do fator de potência ( $\gamma_a$ ) das cargas deste tipo não variam, em contrapartida, o que irá se modificar a cada iteração é o ângulo da tensão fase-neutro ( $\delta_a$ ) da barra em que a carga estiver conectada.

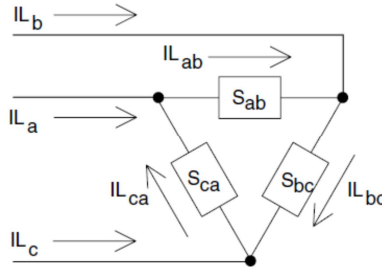
#### 3.2.1.1.4 Cargas combinadas em estrela

Estas cargas são modeladas atribuindo uma porcentagem da carga total para cada um dos três modelos de carga explicados nas subseções anteriores (PQ, Z e I) e a corrente total da linha entrando na carga é a soma dos três componentes (KERSTING, 2002).

#### 3.2.1.2 Cargas conectadas em delta

O esquema da carga conectada em delta é apresentado na Figura 19. Para cargas conectadas em  $\Delta$  deve-se especificar, inicialmente, as correntes  $IL_{ab}$ ,  $IL_{bc}$  e  $IL_{ca}$ .

Figura 19 – Carga conectada em delta ( $\Delta$ )



Fonte: Kersting (2002)

A seguir detalha-se cada tipo de carga conectada em delta.

##### 3.2.1.2.1 Cargas D-PQ

A corrente ( $IL_{ab}$ ) na carga ( $S_{ab}$ ) em delta é dada pela Equação 3.6:

$$IL_{ab} = \left( \frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* \quad (3.6)$$

Neste modelo, a tensão  $V_{ab}$  irá mudar a cada iteração e  $S_{ab}$  permanecerá constante resultando em novas correntes complexas no início de cada iteração.

### 3.2.1.2.2 Cargas D-Z

A carga de impedância constante é primeiramente determinada utilizando o  $V_{ab}$  e o  $S_{ab}$  da carga para calcular a impedância (Equação 3.7):

$$Z_{ab} = \frac{\left(|V_{ab}|^2\right)}{S_{ab}^*} \quad (3.7)$$

A corrente na carga  $S_{ab}$  como uma função da impedância constante é dada por (Equação 3.8):

$$IL_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} \quad (3.8)$$

Neste modelo,  $V_{ab}$  irá mudar a cada iteração, mas, a impedância calculada pela Equação 3.7 permanecerá constante a cada iteração. Para a avaliação dos efeitos do curto-circuito, a  $Y_{prim}$  de uma carga trifásica em delta é definida pela Equação 3.9 (DUGAN, 2013):

$$\begin{bmatrix} Y_{prim} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{ab} + y_{ca} & -y_{ab} & -y_{ca} \\ -y_{ab} & y_{bc} + y_{ab} & -y_{bc} \\ -y_{ca} & -y_{bc} & y_{ca} + y_{bc} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

onde  $y_{ab}$ ,  $y_{bc}$  e  $y_{ca}$  são o inverso das impedâncias conectadas entre as fases  $ab$ ,  $bc$  e  $ca$ , respectivamente.

### 3.2.1.2.3 Cargas D-I

Neste modelo, as magnitudes das correntes são computadas de acordo com a Equação 3.6 e então se mantêm constantes enquanto que o ângulo da tensão ( $\delta$ ) muda durante cada iteração. Isto retém o fator de

potência da carga ( $\gamma$ ) constante. A corrente que percorre a impedância presente entre as fases  $a$  e  $b$  é dada pela Equação 3.10.

$$IL_{ab} = |IL_{ab}| \underline{\delta_{ab} - \gamma_{ab}} \quad (3.10)$$

#### 3.2.1.2.4 Cargas combinadas em delta

Cargas combinadas são modeladas pela atribuição de uma porcentagem da carga total para cada um dos três tipos de cargas apresentados anteriormente (PQ, Z e I). A corrente total em delta para cada carga é a soma das três componentes (KERSTING, 2002).

#### 3.2.1.2.5 Correntes de linha servindo uma carga conectada em delta

As correntes de linha ( $IL_a$ ,  $IL_b$ ,  $IL_c$ ) entrando na carga conectada em delta são determinadas aplicando a Lei das Correntes de Kirchhoff (LCK) em cada um dos nós da configuração em delta. Na forma de matriz, esta relação é definida pela Equação 3.11.

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

#### 3.2.1.3 Cargas monofásicas e bifásicas

Conectadas tanto em estrela ou delta, cargas presentes em uma fase ou em duas fases são modeladas determinando as correntes nas fases faltantes igual a zero. As correntes nas fases presentes são computadas usando as mesmas equações apropriadas para as cargas PQ, Z e I (KERSTING, 2002).

A especificação da  $Y_{prim}$  para duas cargas monofásicas em estrela ou delta, conectadas em um nó trifásico nas fases  $a$  e  $b$ , é dada pela Equação 3.12. Ratifica-se que para a carga em estrela utiliza-se a tensão fase-neutro no cálculo das admitâncias e se a carga está conectada entre fases (delta) aplica-se a tensão fase-fase.



$$\begin{bmatrix} Y_{prim} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_a & 0 & 0 \\ 0 & y_b & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

### 3.2.2 Capacitores *shunt*

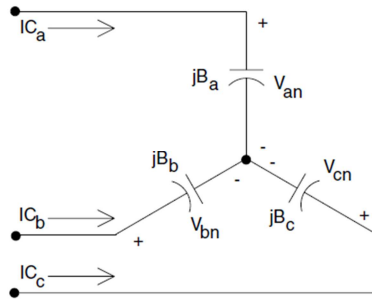
Os bancos capacitores *shunt* são comumente utilizados em SEDs para auxiliar na regulação de tensão e para fornecer suporte de potência reativa. Eles são modelados como susceptância constante e similar ao modelo da carga, todos os bancos capacitores são modelados como trifásicos sendo que para bancos bifásicos e monofásicos as correntes para as fases inexistentes são iguais à zero (KERSTING, 2002).

Para os estudos de curto-circuito computa-se a  $Y_{prim}$  para o banco capacitor e para o cálculo do FP necessita-se das correntes que circulam pelas fases dos bancos capacitores.

#### 3.2.2.1 Banco capacitor conectado em estrela

O modelo trifásico de um banco capacitor *shunt* conectado em Y é apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Banco capacitor conectado em estrela



Fonte: Kersting (2002)

A susceptância de uma unidade capacitiva ( $B_c$ ), para a fase  $a$  ( $B_a$ ), computada em S, é dada pela Equação 3.13:

$$B_a = \frac{kvar}{kV_{an}^2 \cdot 1000} \quad (3.13)$$

onde  $kV_{an}$  é a tensão fase-neutro da fase  $a$  em kV e  $kvar$  é a potência complexa especificada em kvar para a fase  $a$ . Assim, a corrente de linha que serve a capacitância desta fase é dada pela Equação 3.14.

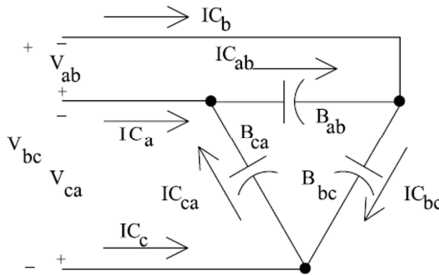
$$IC_a = jB_a \cdot V_{an} \quad (3.14)$$

Já a matriz de admitância primitiva para um banco capacitor trifásico em Y é determinada do mesmo modo do que para as cargas (Equação 3.4). Porém, as admitâncias da  $Y_{prim}$  são compostas apenas pela parte imaginária, pela susceptância ( $B$ ).

### 3.2.2.2 Banco capacitor conectado em delta

A Figura 21 demonstra um banco capacitor *shunt* trifásico conectado em delta.

Figura 21 – Banco capacitor conectado em delta



Fonte: Kersting (2002)

A susceptância de uma unidade capacitiva em delta, e.g., de uma unidade conectada entre as fases  $a$  e  $b$  ( $B_{ab}$ ), computada em S, é dada pela Equação 3.15:

$$B_{ab} = \frac{kvar}{kV_{ab}^2 \cdot 1000} \quad (3.15)$$

onde  $kV_{ab}$  é a tensão fase-fase ou de linha em kV, e  $kvar$  é a potência complexa especificada para a unidade em kvar. A corrente da configuração delta servindo o capacitor nesta susceptância ( $B_{ab}$ ) é dada por (Equação 3.16):

$$IC_{ab} = jB_{ab} \cdot V_{ab} \quad (3.16)$$

por conseguinte, a matriz de admitância primitiva para um banco capacitor trifásico em  $\Delta$  é calculada do mesmo modo do que para as cargas em delta (Equação 3.9). Porém, as admitâncias da  $Y_{prim}$  são compostas apenas pela parte imaginária, pela susceptância ( $B$ ).

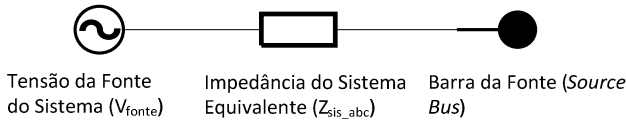
Similarmente ao que foi apresentado para a modelagem das cargas em delta, as correntes de linha ( $IC_a, IC_b, IC_c$ ) entrando no banco capacitor conectado em delta são determinadas aplicando LCK em cada um dos nós do delta. Na forma de matriz, esta relação é definida pela Equação 3.17.

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

### 3.2.3 Sistema de transmissão equivalente – fonte de tensão

Um alimentador radial terá como fonte de energia a subestação a montante. Ao invés de inserir todo o sistema elétrico além do ponto de conexão, considera-se um sistema equivalente (Figura 22) modelado por uma fonte de tensão em série com uma impedância, ou seja, um equivalente de Thévenin (KERSTING, 2002).

Figura 22 – Modelo do sistema de transmissão equivalente



Fonte: adaptado de Kersting e Shirek (2012)

Muitas vezes a impedância equivalente do sistema elétrico até o ponto de conexão com o transformador da subestação (barra da fonte) é desconhecida. Como consequência disto, Dugan (2013) sugere valores típicos da impedância de sequência positiva,  $Z_{pos} = 1,65 + j6,60$ , e da impedância de sequência zero,  $Z_{zero} = 1,90 + j5,70$ . Com estas estimações consegue-se tornar a CCC um número complexo, utilizando

o ângulo das impedâncias de sequência. A CCC traduz a robustez, o “peso” da barra perante faltas em outros locais da rede.

No âmbito de modelar a impedância do sistema equivalente, calcula-se a matriz de fases deste sistema ( $Z_{sis\_abc}$ ). Tipicamente, se faz necessário obter as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico-terra para uma análise do sistema equivalente (KERSTING e SHIREK, 2012). Em contrapartida, a obtenção da impedância de sequência positiva e de sequência zero é dada pelas Equações 3.18 e 3.19, respectivamente:

$$Z_{pos} = \frac{V^2}{(CCC_{3\phi})^*} \quad (3.18)$$

$$Z_{zero} = \frac{3 \cdot V^2}{(CCC_{1\phi})^*} - (2 \cdot Z_{pos}) \quad (3.19)$$

onde a CCC trifásica ( $CCC_{3\phi}$ ) e monofásica-terra ( $CCC_{1\phi}$ ) são dadas em MVA e  $V$  é a tensão nominal fase-fase dada em kV.

A matriz de impedância de sequência ( $Z_{012}$ ), representada na Equação 3.20, é convertida para a matriz de impedâncias de fases do sistema equivalente ( $Z_{sis\_abc}$ ) pela Equação 3.21:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_{zero} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{pos} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{pos} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$[Z_{sis\_abc}] = [A_s] \cdot [Z_{012}] \cdot [A_s]^{-1} \quad (3.21)$$

em que  $A_s$  é a matriz de transformação de componentes simétricas determinada pela Equação 3.22:

$$[A_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a_s^2 & a_s \\ 0 & a_s & a_s^2 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

e  $a_s$  (Equação 3.23).

$$a_s = 1 \angle 120^\circ \quad (3.23)$$

Portanto, o modelo do sistema equivalente representa o sistema de transmissão que está presente a montante do transformador da subestação e a  $Y_{prim}$  do sistema equivalente é dada pela Equação 3.24.

$$\left[ Y_{sis\_abc} \right] = \left[ Z_{sis\_abc} \right]^{-1} \quad (3.24)$$

### 3.2.4 Transformadores de potência

Em Kersting (2002), o autor expõe um método baseado em matrizes generalizadas para a representação do transformador, variando conforme a conexão do mesmo. Por outro lado, em Dugan e Santoso (2003), os autores desenvolvem uma técnica bastante genérica e objetiva. Este último método permite a modelagem do transformador com  $m$  número de enrolamentos conectados de forma arbitrária e contempla uma grande variedade de conexões que podem ser aplicadas a um transformador, além do mais, permite ter impedâncias diferentes para cada enrolamento.

Ademais, no modelo de Dugan e Santoso (2003), o transformador pode ser monofásico, bifásico, trifásico, ou uma combinação destes e a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) é formada pela Equação 3.25.

$$Y_{prim} = A_t \cdot N \cdot B \cdot Z_b^{-1} \cdot B^T \cdot N^T \cdot A_t^T \quad (3.25)$$

Logo, inicia-se o procedimento de definição da  $Y_{prim}$  com o cálculo de  $Z_b$ , uma matriz diagonal formada pelas impedâncias próprias do transformador. Considera-se que um transformador trifásico é composto por três transformadores separados (DUGAN e SANTOSO, 2003). No caso de um transformador trifásico, tem-se que (Equação 3.26):

$$\left[ Z_b \right] = \begin{bmatrix} Z_{fase\_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{fase\_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{fase\_c} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Por segundo,  $B$  é uma matriz de incidência, de dimensão  $m \times m-1$ , onde  $m$  representa o número de enrolamentos de cada transformador monofásico, que relaciona as correntes de curto-circuito ( $I_a, I_b, I_c$ ) com as correntes terminais ( $I_{a1}, I_{a2}, I_{b1}, I_{b2}, I_{c1}, I_{c2}$ ). Para um transformador trifásico genérico a matriz  $B$  é dada pela Equação 3.27:

$$[B] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

A próxima matriz a ser definida é a matriz  $N$  que tem dimensão  $m \times m$  ou  $2m \times m$  e também é de incidência, onde os elementos diferentes de zero são o inverso do número de espiras dos enrolamentos ou da tensão nominal do enrolamento dependendo da base de  $Z_b$ . A matriz será  $2m \times m$  caso seja desejado representar explicitamente cada terminal de cada enrolamento individualmente. Então, o sistema completo para as três fases é representado pela Equação 3.28:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{wa} \\ \bar{I}_{wb} \\ \bar{I}_{wc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_a & 0 & 0 \\ 0 & N_b & 0 \\ 0 & 0 & N_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

sendo que para a fase  $a$  tem-se (Equações 3.29 e 3.30):

$$\bar{I}_{wa} = [I_{wa1} \quad I_{wa2} \quad I_{wa3} \quad I_{wa4}]^T \quad (3.29)$$

$$\bar{I}_a = [I_{a1} \quad I_{a2}]^T \quad (3.30)$$

Para uma melhor explicação da matriz  $N$ , expõe-se um exemplo de equacionamento retirado de Dugan e Santoso (2003) que apresenta o enrolamento da fase  $a$  com tensão nominal fase-neutro de 7200 V no primário e 4160 V no secundário (Equação 3.31).

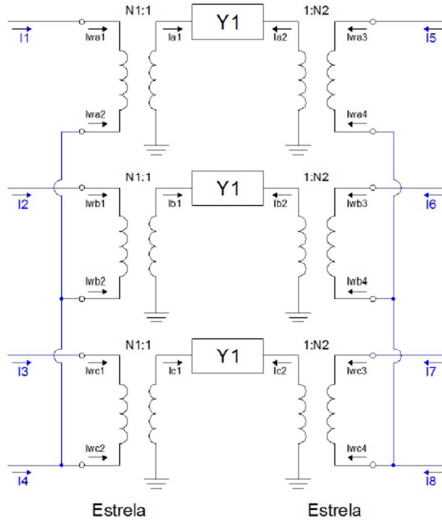
$$\begin{bmatrix} I_{wa1} \\ I_{wa2} \\ I_{wa3} \\ I_{wa4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{7200} & 0 \\ \frac{-1}{7200} & 0 \\ 0 & \frac{1}{4160} \\ 0 & \frac{-1}{4160} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Por fim, a matriz de incidência  $A_t$ , cujos elementos são 1, -1 ou 0, relaciona as correntes nos enrolamentos e as correntes terminais, ou seja, reflete o tipo de ligação do equipamento. Um exemplo de  $A_t$  para um transformador trifásico estrela-estrela (Y-Y) é apresentado a seguir pelas Equações 3.32 e 3.33, e a representação do modelo é ilustrada na Figura 23 (CALADO, 2015).

$$I_{prim} = A_t \cdot I_w \quad (3.32)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \\ I_8 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{wa1} \\ I_{wa2} \\ I_{wa3} \\ I_{wa4} \\ I_{wb1} \\ I_{wb2} \\ I_{wb3} \\ I_{wb4} \\ I_{wc1} \\ I_{wc2} \\ I_{wc3} \\ I_{wc4} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Figura 23 – Representação do transformador Y-Y com as ligações terminais



Fonte: Calado (2015)

Assim, pode-se resumir a obtenção da  $Y_{prim}$  para um transformador de potência pelos seguintes passos (CALADO, 2015):

1. Obter a matriz de impedâncias ( $Z_b$ );
2. Obter a matriz  $B$ ;
3. Obter a matriz  $N$ ;
4. Obter a matriz  $A_t$ ;
5. Computar a matriz  $Y_{prim}$  com a Equação 3.25.

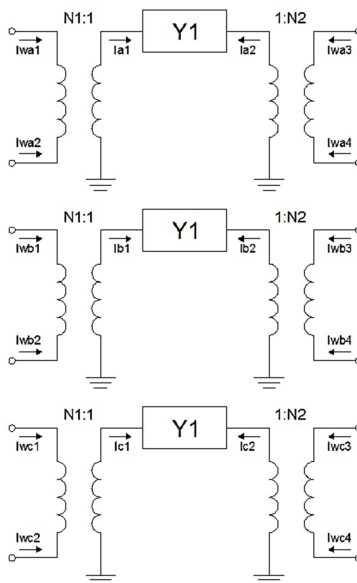
Consequentemente, por este método ser bastante genérico, matrizes primitivas com dimensões  $7 \times 7$  e  $8 \times 8$ , por exemplo, podem ser formadas facilmente, entretanto, não podem ser adicionadas diretamente a  $Y_{barra}$ . Nestes casos particulares, as colunas e linhas da matriz  $Y_{barra}$  com os elementos referentes ao neutro do transformador são eliminadas da  $Y_{prim}$  do transformador, capturando apenas os elementos (linhas e colunas) de interesse (os de fase) e deixando a matriz com dimensão  $6 \times 6$ .

Em adição, após várias simulações, percebe-se que até a ordem de ligação entre os enrolamentos do transformador e os terminais da rede afeta sua  $Y_{prim}$ , pois influencia na matriz  $A_r$ . A caráter ilustrativo,



um transformador genérico trifásico, sem as conexões definidas, é mostrado na Figura 24.

Figura 24 – Representação de um transformador trifásico genérico

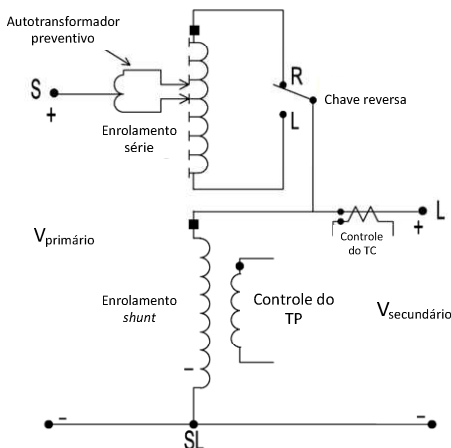


Fonte: Calado (2015)

### 3.2.5 Reguladores de tensão

A regulação de tensão é uma função importante em um sistema de distribuição de energia elétrica. Dado que as cargas nos alimentadores variam, existem alguns meios de regular a tensão de modo que todas as tensões nos pontos consumidores permaneçam dentro de um nível aceitável. Os reguladores de tensão são autotransformadores com variação automática de *taps* (*LTC – Load Tap Changing*) que mantém os níveis de tensão dentro de limites pré-estabelecidos permitindo elevar ou abaixar a tensão. Estes reguladores são chamados de *step-voltage regulators* (KERSTING, 2002).

Segundo Kersting (2002) os reguladores com mudança de *taps* podem ser do tipo A ou tipo B, sendo que a conexão mais comum, a do tipo B, está exibida na Figura 25.

Figura 25 – Regulador tipo B com variação de *taps*

Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Constata-se que para o regulador do tipo B o circuito primário do sistema é conectado, via *taps*, ao circuito regulado (ver Figura 25). Enquanto que, para o tipo A, o circuito primário do sistema é conectado diretamente ao enrolamento *shunt*. O controle de circuito (que controla as posições do *tap*) do regulador de tensão necessita das seguintes configurações:

1. Nível de tensão: a tensão desejada (na base de 120 V) a ser assegurada no ponto de regulação (centro de carga);
2. Largura de banda (*bandwidth*): a tolerância no nível de tensão, usualmente assumida em 2 V, i.e.,  $\pm 1$  V;
3. Tempo de retardo (*time delay*): tempo em que a operação de elevação ou abaixamento da tensão é acionada antes da verdadeira execução do comando. Isto previne mudança de *taps* durante uma mudança transitória ou de pouco tempo na corrente;
4. Compensador de circuito (*LDC - Line Drop Compensator*): configurações de R e X – resistência e reatância equivalente entre o regulador e o ponto de regulação, calibrada em volts.

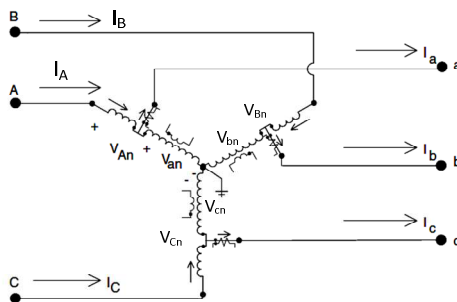
Três reguladores monofásicos com *taps* variáveis (*step-type*) podem ser conectados externamente para formar um regulador trifásico.

Quando estes são conectados juntos, cada regulador possui seu próprio circuito compensador e, portanto, os *taps* de cada regulador são variados separadamente. Logo, descrevem-se as equações da tensão e da corrente para uma conexão típica de três reguladores monofásicos: a conexão em estrela-aterrado (Yn). Sabe-se que cada *tap* muda a tensão em um valor de  $(5/8) \%$  ou 0,00625 por unidade. Desse modo, a relação de transformação efetiva do regulador ( $a_R$ ) pode ser calculada pela Equação 3.34:

$$a_R = 1 \pm 0,00625 \cdot Tap \quad (3.34)$$

em que o sinal de menos se aplica para o regulador operando como elevador e o sinal de positivo para a posição de abaixador de tensão. A Figura 26 ilustra três reguladores de tensão monofásicos tipo B, conectados em Y na posição de elevador de tensão.

Figura 26 – Três reguladores *step-type*, tipo B, conectados em Y



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Independentemente se o regulador está elevando ou abaixando a tensão, as seguintes Equações 3.35 e 3.36 se aplicam no cálculo do fluxo de potência para determinação das correntes e tensões nas fases em ambos os lados do regulador:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R\_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R\_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R\_c}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R\_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R\_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R\_c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

onde  $a_{R\_a}$ ,  $a_{R\_b}$  e  $a_{R\_c}$  representam a relação de transformação efetiva para os três reguladores monofásicos e as demais variáveis estão relacionadas as tensões e correntes em ambos os lados do regulador, sendo que as letras maiúsculas  $A$ ,  $B$  e  $C$  indicam o faseamento do lado da fonte do regulador e o lado da carga utiliza as letras minúsculas  $a$ ,  $b$  e  $c$  (ver Figura 26).

Para os estudos de curto-circuito a  $Y_{prim}$  do regulador de tensão é definida similarmente aos transformadores de potência, i.e., utilizam-se os cinco passos apresentados na seção 3.2.4 e a  $Y_{prim}$  do regulador tem dimensão  $6 \times 6$  como a da Equação 3.37 para adição na  $Y_{barra}$ .

$$\begin{bmatrix} Y_{prim} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & 0 & 0 & y_{14} & 0 & 0 \\ 0 & y_{22} & 0 & 0 & y_{25} & 0 \\ 0 & 0 & y_{33} & 0 & 0 & y_{36} \\ y_{41} & 0 & 0 & y_{44} & 0 & 0 \\ 0 & y_{52} & 0 & 0 & y_{55} & 0 \\ 0 & 0 & y_{63} & 0 & 0 & y_{66} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Pontua-se que os reguladores monofásicos, geralmente, possuem relações de transformação efetivas distintas, assim, a  $Y_{prim}$  final é montada calculando a  $Y_{prim}$  de cada regulador monofásico, gerando uma  $Y_{prim}$  com dimensão  $4 \times 4$  para cada fase. Para a conexão trifásica, selecionam-se os valores de fases, ignorando os elementos relacionados aos neutros dos reguladores. Ao término da determinação, a  $Y_{prim}$  final é

multiplicada por três adquirindo a forma da Equação 3.37 para um regulador trifásico  $Y_n$  (DUGAN, 2013).

### 3.2.6 Chaves de manobra

O tratamento de chaves de manobra na modelagem dos SEDs acabou tornando-se mais significativo do que o esperado. Neste trabalho assume-se sempre uma pequena impedância referente à chave, embora, outros programas tratem a impedância da chave de manobra de uma maneira especial (ARRITT e DUGAN, 2012). Conforme o *OpenDSS* sugere, determina-se as impedâncias de sequência como  $Z_{pos} = 0,0001 + j0,00$  e  $Z_{zero} = 0,0001 + j0,00$  (DUGAN, 2013). Nota-se que são impedâncias relativamente pequenas compostas apenas pela parte real (resistência).

Tendo posse das impedâncias de sequência aplica-se a Equação 3.38 para transformar a matriz de impedâncias de sequência ( $Z_{012}$ ) na matriz de impedâncias de fase da chave ( $Z_{chave}$ ):

$$[Z_{chave}] = [A_s] \cdot [Z_{012}] \cdot [A_s]^{-1} \quad (3.38)$$

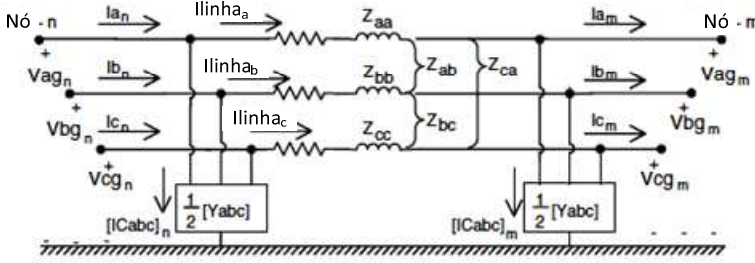
e  $Y_{chave}$  é a matriz de admitância primitiva em S da chave de manobra de dimensão  $3 \times 3$  (Equação 3.39).

$$[Y_{chave}] = [Z_{chave}]^{-1} \quad (3.39)$$

## 3.3 MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

Pelo fato de que os sistemas de distribuição consistem em linhas monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas (não transpostas) servindo cargas desbalanceadas, é necessário reter a identidade dos termos das impedâncias e admitâncias próprias e mútuas dos condutores e ainda levar em conta o caminho de retorno a terra para as correntes desbalanceadas (KERSTING, 2002). A Figura 27 exibe o modelo trifásico exato de uma linha de distribuição com as impedâncias e admitâncias caracterizadas.

Figura 27 – Modelo trifásico exato de uma linha de distribuição



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Nas subseções seguintes é apresentado como se determina os modelos exatos das linhas de distribuição aérea e subterrânea, considerando a impedância série (em função do campo magnético) e a admitância *shunt* (em função do campo elétrico) das mesmas. Ademais, retrata-se as considerações geralmente assumidas em análises de sistemas de transmissão: a transposição das linhas.

### 3.3.1 Linhas trifásicas transpostas

Linhas de transmissão de alta tensão são usualmente consideradas transpostas, ou seja, cada fase ocupa a mesma posição física na estrutura por um terço da dimensão da linha. Em adição a suposição da transposição, assume-se que as fases são igualmente carregadas (cargas balanceadas). Com base nestas duas características, em linhas transpostas é possível combinar as indutâncias mútuas e próprias em uma indutância de fase, em H/m, (Equação 3.40):

$$L_i = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{RMG_i} \quad (3.40)$$

em que (Equação 3.41):

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} \quad (3.41)$$

e  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$  e  $D_{ca}$  são as distâncias entre as fases em pés (ft.). Assumindo uma frequência de 60 Hz, a reatância indutiva de fase é computada pela Equação 3.42.

$$x_i = \omega \cdot L_i = 0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{RMG_i} \quad (3.42)$$

A impedância série por fase de uma linha trifásica transposta formada por um condutor por fase é dada pela Equação 3.43.

$$z_i = r_i + j0,12134 \cdot \ln \frac{D_{eq}}{RMG_i} \quad (3.43)$$

### 3.3.2 Linhas aéreas

O modelo completo da linha aérea é composto por uma impedância série e uma admitância *shunt*. A primeira parte consiste na resistência de um condutor específico (a qual tipicamente é um dado de fabricação do condutor) e uma reatância indutiva própria e mútua provenientes do campo magnético que circunda os condutores. As Equações de Carson Modificadas (ECM) calculam a impedância própria (Equação 3.44) e mútua (Equação 3.45) de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas (KERSTING, 2002):

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 7,93402 \right) \quad (3.44)$$

$$\hat{z}_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \quad (3.45)$$

O termo 0,09530 representa a resistência do condutor de terra fictício ( $r_d$ ) e o valor 7,93402 é especificado pela relação da Equação 3.46, ambos os termos estão relacionados com as Equações de Carson originais. Os demais parâmetros das equações acima estão especificados na Tabela 8.

$$\ln \frac{D_{id} \cdot D_{di}}{RMG_d} = \ln \frac{D_{dj} \cdot D_{jd}}{RMG_d} = 7,93402 \quad (3.46)$$

Tabela 8 – Variáveis das ECM para determinação da impedância série das linhas de distribuição aéreas

$\hat{z}_{ii}$	impedância própria do condutor $i$ em $\Omega/\text{milha}$
$\hat{z}_{ij}$	impedância mútua entre os condutores $i$ e $j$ em $\Omega/\text{milha}$
$r_i$	resistência do condutor $i$ em $\Omega/\text{milha}$
$RMG_i$	raio médio geométrico do condutor $i$ em pés (ft.)
$D_{ij}$	distância entre os condutores $i$ e $j$ em pés (ft.)

Fonte: própria

O  $RMG$  representa a média geométrica das distâncias entre os fios ou cabos múltiplos do condutor sendo inversamente proporcional a reatância indutiva própria. As Equações 3.44 e 3.45 são aplicadas para computar os elementos da matriz de impedância primitiva ( $z_{prim}$ ), dimensão  $n_{cond} \times n_{cond}$ , onde  $n_{cond}$  é o número de condutores da linha. Um trecho de linha aérea de distribuição a quatro fios ( $Y_n$ ) irá resultar em uma matriz  $z_{prim}$   $4 \times 4$ . No caso de um segmento de linha subterrânea ( $Y_n$ ) formada por três cabos de neutro concêntricos (ver subseção 3.3.3), a  $z_{prim}$  será de dimensão  $6 \times 6$ . A matriz de impedância primitiva para uma linha aérea trifásica ( $Y_n$ ) com um condutor de neutro será da forma (Equação 3.47):

$$\left[ \hat{z}_{prim} \right] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & | & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & | & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & | & \hat{z}_{cn} \\ - & - & - & - & - \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & | & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

na forma particionada, a Equação 3.47 torna-se (Equação 3.48):

$$\left[ \hat{z}_{prim} \right] = \begin{bmatrix} \left[ \hat{z}_{ij} \right] & \left[ \hat{z}_{in} \right] \\ \left[ \hat{z}_{nj} \right] & \left[ \hat{z}_{nn} \right] \end{bmatrix} \quad (3.48)$$



Para a maioria das aplicações,  $z_{prim}$  deve ser reduzida em uma matriz de fase  $3 \times 3$ , considerando as impedâncias mútuas e próprias das três fases (KERSTING, 2002). Um método padrão para a redução da  $z_{prim}$  é o da redução de Kron. A forma final da técnica de redução de Kron é dada pela Equação 3.49:

$$[z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \quad (3.49)$$

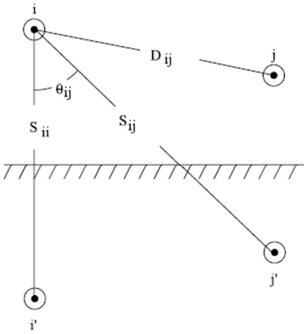
sendo que a forma final da matriz de impedâncias de fase ( $z_{abc}$ ), dimensão  $3 \times 3$ , é (Equação 3.50):

$$[z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

além do mais, é importante destacar os segmentos de linha que não são trifásicos, situação em que  $z_{abc}$  terá os elementos da matriz referentes às fases faltantes iguais a zero. Caso a linha de distribuição possua somente os três condutores de fases conectados em delta,  $z_{abc}$  é determinada pela aplicação das ECM sem a necessidade de utilizar a redução de Kron após a montagem da  $z_{prim}$ , pois esta já está no quadro de fases com dimensão  $3 \times 3$ .

A segunda parte do modelo da linha aérea (a admitância *shunt*) é formada por uma condutância ( $G$ ) e uma susceptância capacitiva ( $B_c$ ). A condutância é usualmente ignorada por ser um valor muito pequeno comparado ao da susceptância capacitiva, a qual é o resultado da diferença de potencial entre os condutores (KERSTING, 2002). O método dos condutores e suas imagens, seguindo o mesmo conceito de Carson, é empregado no cálculo da capacitância *shunt* de linhas aéreas (Figura 28).

Figura 28 – Condutores *i* e *j* e suas imagens *i'* e *j'* respectivamente



Fonte: Kersting (2002)

Assim, os coeficientes de potencial próprio e mútuo são definidos pelas Equações 3.51 e 3.52 e os parâmetros das equações estão especificados na Tabela 9.

$$\hat{P}_{ii} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \tag{3.51}$$

$$\hat{P}_{ij} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \tag{3.52}$$

Tabela 9 – Variáveis das equações dos coeficientes de potencial para determinação da admitância *shunt* das linhas aéreas

$\hat{P}_{ii}$	coeficiente de potencial próprio do condutor <i>i</i> em milha/μF
$\hat{P}_{ij}$	coeficiente de potencial mútuo entre os condutores <i>i</i> e <i>j</i> em milha/μF
<i>S<sub>ii</sub></i>	distância do condutor <i>i</i> a sua imagem <i>i'</i> em pés (ft.)
<i>S<sub>ij</sub></i>	distância do condutor <i>i</i> a imagem do condutor <i>j</i> em pés (ft.)
<i>RD<sub>i</sub></i>	raio do condutor <i>i</i> em pés (ft.)
<i>ε<sub>ar</sub></i>	permissividade do ar igual a 0,014240 μF/milha

Fonte: própria

Note que o termo 11,16789, das Equações 3.51 e 3.52, é obtido pelo o inverso de  $2 \cdot \pi \cdot \epsilon_{ar}$  proveniente da equação da diferença de potencial entre um condutor e sua imagem.

As Equações 3.51 e 3.52 são utilizadas para a determinação da matriz de potenciais primitiva  $P_{prim}$ , de dimensão  $n_{cond} \times n_{cond}$ , sendo que a obtenção da matriz de coeficientes de potencial de fase ( $P_{abc}$ ) é alcançada pela técnica da redução de Kron em situações de linhas com quatro condutores ou mais. Tendo em posse  $P_{abc}$ , o próximo passo é invertê-la para chegar-se a matriz de capacitâncias de fase  $3 \times 3$  ( $C_{abc}$ ) em  $\mu F/milha$  (Equação 3.53).

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (3.53)$$

Negligenciando a condutância *shunt*, a matriz de admitância *shunt* de fases ( $y_{abc}$ ), dimensão  $3 \times 3$ , em  $\mu S/milha$  é dada pela Equação 3.54:

$$[y_{abc}] = 0 + j \cdot \omega \cdot [C_{abc}] \quad (3.54)$$

onde  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot \pi \cdot 60 = 376,9911$  é a frequência angular. Por último, o modelo exato da linha de distribuição (Figura 27) incluindo as matrizes da impedância série de fase (Equação 3.50) e a da admitância *shunt* de fase (Equação 3.54) sem assumir a transposição das linhas é definido pela Equação 3.55:

$$[y_{linha}] = [z_{abc}]^{-1} + ([y_{abc}] \cdot 10^{-6}) \quad (3.55)$$

onde  $y_{linha}$  é a matriz de admitância de fase de um específico segmento de uma linha aérea de distribuição em  $S/milha$ .

Segundo Kersting (2002) as linhas de distribuição são geralmente curtas e a admitância *shunt* pode ser ignorada na maioria das circunstâncias. Entretanto, há casos de linhas longas e levemente carregadas onde a admitância *shunt* deve ser incluída, e.g., linhas rurais. Cabos subterrâneos tem uma admitância *shunt* por milha superior a de linhas aéreas. A admitância *shunt* das linhas é incluída em todos os estudos deste trabalho devido à proposta de elaboração de uma metodologia matemática exata para o projeto de redes de distribuição.

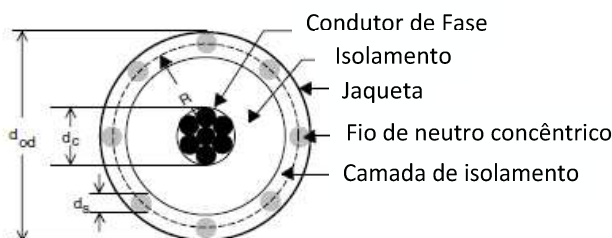
### 3.3.3 Linhas subterrâneas

Semelhante às linhas aéreas, a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) das linhas subterrâneas possui um componente dado pela impedância série da linha e outro pela admitância *shunt*. As ECM podem ser aplicadas a linhas subterrâneas praticamente da mesma maneira que são aplicadas a linhas aéreas. Dois tipos usuais de cabos subterrâneos são descritos nas próximas subseções: o cabo de neutro concêntrico e o cabo blindado.

#### 3.3.3.1 Cabo de neutro concêntrico

Este tipo de cabo, apresentado em detalhes na Figura 29, consiste em um condutor de fase central revestido por uma fina camada de uma cobertura semicondutora não metálica, no qual é adesivado um material isolador. A isolação é coberta então por um material de isolação semicondutor. Os fios sólidos do neutro concêntrico são dispostos em torno deste material semicondutor em forma espiral com um espaçamento uniforme entre os fios. Alguns cabos podem ainda possuir uma jaqueta isoladora envolvendo os fios de neutro (KERSTING, 2002).

Figura 29 – Cabo com neutro concêntrico de uma linha subterrânea



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Com o intuito de aplicar as ECM (Equações 3.44 e 3.45) para determinar a impedância série deste modelo de cabo os seguintes dados, expostos na Tabela 10, precisam ser extraídos de uma tabela de cabos subterrâneos (KERSTING, 2002):

Tabela 10 – Dados do cabo subterrâneo com neutro concêntrico

$d_c$	diâmetro do condutor de fase (polegadas);
$d_{od}$	diâmetro nominal sobre os neutros concêntricos do cabo (polegadas)
$d_s$	diâmetro do fio concêntrico de neutro (polegadas)
$RMG_c$	raio médio geométrico do condutor de fase (pés)
$RMG_s$	raio médio geométrico do fio de neutro (pés)
$r_c$	resistência do condutor de fase ( $\Omega$ /milha)
$r_s$	resistência do fio de neutro ( $\Omega$ /milha)
$k$	número de fios concêntricos de neutro

Fonte: própria

Assim, computa-se o  $RMG$  equivalente do neutro concêntrico, em pés (ft.), aplicando a mesma equação utilizada no cálculo do  $RMG$  dos condutores de linhas de transmissão de alta tensão, Equação 3.56:

$$RMG_{nc} = \sqrt[k]{RMG_s \cdot k \cdot R^{k-1}} \quad (3.56)$$

onde  $R$  é o raio de um círculo que passa pelo o centro dos fios de neutro concêntrico e este raio, dado em pés (ft.), é calculado pela Equação 3.57.

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \quad (3.57)$$

A resistência equivalente do cabo de neutro concêntrico ( $r_{nc}$ ), em  $\Omega$ /milha, é (Equação 3.58):

$$r_{nc} = \frac{r_s}{k} \quad (3.58)$$

uma vez que os diversos espaçamentos entre um NC e os condutores de fase e entre um NC e os outros NCs são descritos como:

- *Neutro concêntrico para o seu próprio condutor de fase:*  $D_{ij} = R$ , Equação 3.57;
- *Neutro concêntrico para um neutro concêntrico adjacente:*  $D_{ij} =$  distância do centro até o centro dos condutores de fase, i.e., a distância  $D_{12}$  da Figura 12;

- *Neutro concêntrico para um condutor de fase adjacente*: a distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor de fase adjacente é dada pela Equação 3.59:

$$D_{ij} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \quad (3.59)$$

onde  $D_{nm}$  é a distância centro-a-centro entre os condutores de fase. Na aplicação das ECM, a numeração dos condutores e dos neutros é importante. Por exemplo, um circuito trifásico subterrâneo com um condutor adicional de neutro, como ilustrado na Figura 12, deve ser numerado como:

- 1 = condutor da fase a #1
- 2 = condutor da fase b #2
- 3 = condutor da fase c #3
- 4 = neutro do condutor #1
- 5 = neutro do condutor #2
- 6 = neutro do condutor #3
- 7 = condutor de neutro adicional (se presente no circuito).

A representação das linhas subterrâneas também sofre o efeito da admitância *shunt*. Os fios do neutro concêntrico são aterrados e por isso possuem o mesmo potencial, e por causa do encordoamento, assume-se que o campo elétrico criado pelo condutor de fase carregado será confinado na superfície dos fios concêntricos de neutro. Em Kersting (2002), a capacitância fase-terra para um cabo com neutro concêntrico é calculada por (Equação 3.60):

$$C_{ft} = \frac{q_f}{V_{f1}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{R}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{k \cdot RD_s}{R}} \quad (3.60)$$

onde  $R$  é definido pela Equação 3.57,  $k$  está na Tabela 10 e as demais definições das variáveis da Equação 3.60 estão na Tabela 11.

Tabela 11 – Variáveis para determinação da capacitância fase-terra da admitância *shunt* para o condutor de neutro concêntrico

$\mathcal{E} = \mathcal{E}_0 \cdot \mathcal{E}_r$	permissividade do meio
$\mathcal{E}_0$	permissividade do vácuo = 0,01420 $\mu\text{F}/\text{milha}$
$\mathcal{E}_r$	permissividade relativa do meio
$q_f$	carga elétrica do fio de neutro (C)
$V_{fl}$	diferença de potencial entre o condutor de fase e o fio 1 (V)
$RD_c$	raio do condutor de fase (polegadas)
$RD_s$	raio do fio de neutro (polegadas)

Fonte: própria

O campo elétrico do cabo é confinado no material isolador. Diversos materiais isoladores são utilizados e cada um tem uma faixa de valores de permissividade relativa, a qual é determinada pela habilidade de o material se polarizar em resposta a um campo elétrico aplicado e, dessa forma, cancelar parcialmente o campo dentro do material. Valores típicos de  $\mathcal{E}_r$  de materiais isoladores comuns são exibidos na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores típicos de permissividade relativa ( $\mathcal{E}_r$ )

Material	Permissividade relativa ( $\mathcal{E}_r$ )
Policloreto de Polivinila (PVC)	3,4 – 8,0
Borracha de Etileno-Propileno (EPR)	2,5 – 3,5
Polietileno (PE)	2,5 – 2,6
Polietileno Reticulado (XLPE)	2,3 – 6,0

Fonte: adaptado de Kersting (2002)

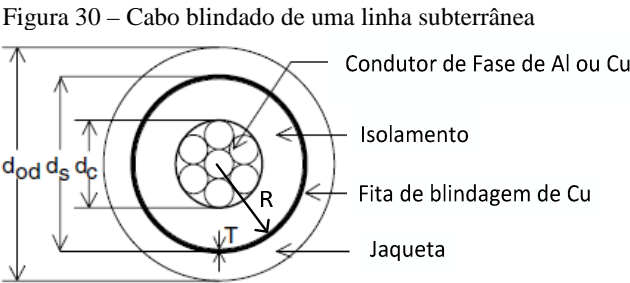
Admite-se o valor mínimo de permissividade relativa (XLPE = 2,3) para o cálculo da admitância shunt ( $y_{ag}$ ) do cabo de neutro concêntrico, em  $\mu\text{S}/\text{milha}$ , dada pela Equação 3.61:

$$y_{ag} = 0 + j \frac{77,3619}{\ln \frac{R}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{k \cdot RD_s}{R}} \quad (3.61)$$

### 3.3.3.2 Cabo blindado

Este tipo de cabo consiste em um condutor de fase central revestido por uma fina camada de um material semicondutor não metálico no qual é adesivado um material isolador. Este isolamento é coberto por uma tela de isolamento semicondutora. Em torno da camada

isoladora aplica-se a blindagem composta por uma fita de cobre nu helicoidal. Por fim, uma jaqueta isoladora envolve a blindagem. A Figura 30 demonstra em detalhes o cabo blindado.



Fonte: adaptado de Kersting (2002)

Os parâmetros do cabo apresentados na Figura 30 são definidos na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados do cabo subterrâneo blindado	
$d_c$	diâmetro do condutor de fase (polegadas);
$d_s$	diâmetro externo a blindagem (polegadas)
$d_{od}$	diâmetro externo a jaqueta (polegadas)
$T$	espessura da blindagem de cobre (milésimo de polegada)

Fonte: própria

Mais uma vez as ECM são aplicadas para calcular as impedâncias próprias do condutor de fase e da fita da blindagem como também a impedância mútua entre o condutor de fase e a fita da blindagem (KERSTING, 2002). A resistência e o *RMG* do condutor de fase são encontrados em uma tabela padrão de dados de condutores. Contudo, a resistência da fita de blindagem ( $r_{blindagem}$ ) é dada pela Equação 3.62:

$$r_{blindagem} = 7,9385 \times 10^8 \cdot \frac{\rho}{d_s \cdot T} \tag{3.62}$$

a  $r_{blindagem}$  dada pela equação acima assume uma resistividade ( $\rho$ ) de  $2,3715 \times 10^{-8} \, \Omega$ -metro e uma temperatura de 50° Celsius. O *RMG* da blindagem, dado em pés (ft.), é o raio de um círculo que passa através do meio da blindagem e é computado pela Equação 3.63:



$$RMG_{blindagem} = \frac{\frac{d_s}{2} - \frac{T}{2000}}{12} \quad (3.63)$$

Os múltiplos espaçamentos entre a FB e os condutores e entre a FB e as outras FBs são especificadas como:

- *Fita de blindagem para o seu próprio condutor de fase:*  $D_{ij} = RMG_{blindagem}$  = raio até o ponto médio da blindagem (Equação 3.63);
- *Fita de blindagem para um uma fita de blindagem adjacente:*  $D_{ij}$  = distância do centro até o centro dos condutores de fase, i.e., a distância  $D_{12}$  da Figura 12;
- *Fita de blindagem para um condutor de fase adjacente:* distância do centro até o centro entre os condutores de fase, i.e., a distância  $D_{12}$  da Figura 12.

Destaca-se que para linhas subterrâneas não há admitância mútua entre os condutores. Logo, como o que acontece com o condutor de NC, o campo elétrico, produzido pela carga armazenada no condutor de fase, é confinado pela isolação e, assim, as mesmas permissividades relativas da Tabela 12 podem ser aplicadas. O condutor blindado pode ser visualizado como um cabo de neutro concêntrico onde o número de fios  $k$  é infinito. Quando  $k$  na Equação 3.61 aproxima-se do infinito, o segundo termo do denominador aproxima-se do zero (KERSTING, 2002). Portanto, a Equação 3.64 calcula a admitância shunt ( $y_{ag}$ ) do condutor blindado, em  $\mu S/\text{milha}$ .

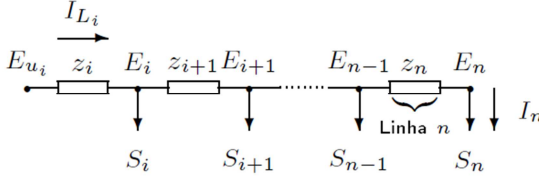
$$y_{ag} = 0 + j \frac{77,3619}{\ln \frac{R}{RD_c}} \quad (3.64)$$

### 3.4 ALGORITMO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

Para a formulação matemática do MSC considera-se a representação genérica de uma rede radial, exposta na Figura 31, na qual as linhas de distribuição são denotadas apenas por impedâncias série ( $z_i$ ) enquanto as correntes de carga, correntes de linha, tensões, e as cargas

complexas são dadas por  $I_i$ ,  $IL_i$ ,  $E_i$  e  $S_i$ , respectivamente, para todo  $i = 1, \dots, n$ .

Figura 31 – Representação genérica (monofásica) de uma rede radial



Fonte: Issicaba (2008)

Seja  $u_i$  o nó imediatamente a montante do nó  $i$ , observa-se que a queda de tensão nos nós em uma fase do alimentador, sem considerar o efeito das admitâncias *shunt*, pode ser calculada pela Equação 3.65:

$$E_{u_i} - E_i = z_i \cdot I_{L_i} \quad (3.65)$$

estendendo a modelagem para as três fases, têm-se as correntes nas linhas calculadas por (Equação 3.66):

$$[IL_{abc}]_i = [I_{abc}]_i + \sum_{d \in D_{L_i}} [IL_{abc}]_d \quad (3.66)$$

na qual  $D_{L_i}$  denota o conjunto de linhas imediatamente a jusante da linha  $i$ . O MSC é auxiliado pelo configurador de rede na orientação das ligações entre as barras. Logo, o fluxo de potência trifásico no alimentador pode ser calculado pelo seguinte pseudo-algoritmo, adaptado de Issicaba (2008) e Kersting (2002):

1. Inicializar as tensões nos nós com uma solução aproximada ou perfil plano;
2. Inicializar contador de iterações  $k \leftarrow 0$ ;
3. Inicializar as correntes de linha com as correntes de carga respeitando os tipos de conexão e os modelos usando as Equações 3.1, 3.3, 3.5, 3.6, 3.8, 3.10 e 3.11 e com as correntes dos capacitores usando as Equações 3.14, 3.16 e 3.17 conforme o tipo de conexão. A Equação 3.67 exemplifica uma iteração para uma carga Y-PQ

$$[IL_{abc}]_i^{(k)} \leftarrow \left( \frac{[S_{abc}]_i}{[E_{abc}]_i^{(k)}} \right)^* \quad (3.67)$$

para todo  $i$  e para as três fases;

4. Varredura em retrocesso: computa-se as correntes nas linhas dos nós finais em direção ao nó da subestação (Equação 3.68), para todo  $i$ ;

$$[IL_{abc}]_{ui}^{(k)} \leftarrow [IL_{abc}]_{ui}^{(k)} + [IL_{abc}]_i^{(k)} \quad (3.68)$$

5. Varredura em avanço: calcula-se a tensão do nó da subestação em direção aos nós finais (Equação 3.69):

$$[E_{abc}]_i^{(k+1)} \leftarrow [A] \cdot [E_{abc}]_{ui}^{(k+1)} - [B] \cdot [IL_{abc}]_i^{(k)} \quad (3.69)$$

sendo que as matrizes generalizadas  $A$  e  $B$  são definidas pelas Equações 3.71 e 3.73, respectivamente:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (3.70) \quad [A] = [a]^{-1} \quad (3.71)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (3.72) \quad [B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (3.73)$$

em que  $U$  é uma matriz identidade  $3 \times 3$  e  $Z_{abc}$  e  $Y_{abc}$  representam, respectivamente, a impedância e a admitância de fase dos componentes da rede (linhas, transformadores e reguladores de tensão);

6. Atualiza o contador de iterações (Equação 3.74);

$$k \leftarrow k + 1 \quad (3.74)$$

7. Se (Equação 3.75):

$$\left\| [V_{abc}]_i^{(k+1)} - [V_{abc}]_i^{(k)} \right\| > \text{tolerância} \quad (3.75)$$

para todo nó  $i$ , volte ao passo 3. Caso contrário, finalize o algoritmo.



## 4 REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO PROBABILÍSTICO

### 4.1 REPRESENTAÇÃO NODAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo Gorman e Grainger (1991) a etapa de representação nodal da rede pode basear-se na construção da matriz  $Y_{barra}$ , obtendo-a através da transformação matricial dos componentes do sistema pela Equação 4.1:

$$[Y_{barra}] = [A] \cdot [Y_{prim}] \cdot [A^T] \quad (4.1)$$

onde  $Y_{prim}$  é uma matriz bloco diagonal que contém os componentes primitivos do sistema apresentados na seção 3.2 e 3.3,  $A$  é a uma matriz de incidência nó-ramo a qual transforma as correntes e tensões primitivas em correntes injetadas e tensões nodais, respectivamente. As matrizes  $Y_{prim}$  e  $A$  da Equação 4.1 podem ser fracionadas, então a  $Y_{barra}$  é montada calculando separadamente a contribuição de cada componente primitivo e combinando-os como sugere a Equação 4.2.

$$Y_{barra} = A \cdot Y_{prim} \cdot A^T = A_1 \cdot Y_{prim1} \cdot A_1^T + A_2 \cdot Y_{prim2} \cdot A_2^T + \dots \quad (4.2)$$

Neste trabalho, a Equação 4.2 é aplicada somente para os segmentos de linhas de distribuição, chaves de manobra e para o modelo da fonte de tensão. Adicionalmente, os outros componentes do sistema (como transformadores, reguladores de tensão, cargas e bancos capacitores) são adicionados diretamente nas suas posições da  $Y_{barra}$  (DUGAN e SANTOSO, 2003).

A montagem da matriz de admitância nodal ( $Y_{barra}$ ) é norteadada por um configurador de rede fundamentado na teoria de grafos. Para este propósito, determina-se as matrizes de adjacência e de incidência de grafos orientados. A primeira, com dimensão *vértice*  $\times$  *vértice*, é composta apenas por termos 1 e 0, e retrata se há ligações (elementos) entre os nós do alimentador, atribuindo o valor 1 para barras interligadas e 0 para barras sem conexões. Por outro lado, a matriz de incidência, de dimensão *vértice*  $\times$  *ligação*, relaciona o nó de partida de um elemento orientado pelo sentido da corrente (atribuindo o valor 1) com o nó de chegada (valor -1), demais elementos da matriz recebem o valor 0 (BOAVENTURA NETTO e JURKIEWICZ, 2009).

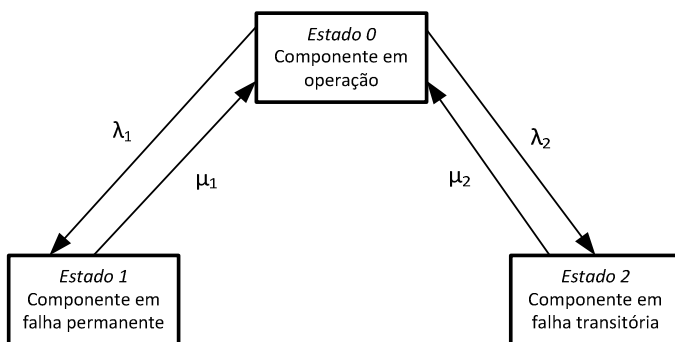
Portanto, a determinação da  $Y_{barra}$  requer a caracterização do modelo da matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ) de todos os componentes da rede elétrica. Neste ponto, é obrigatório destacar a dependência entre os resultados do curto-circuito e o modelo do componente posicionado na  $Y_{barra}$ . A análise proposta é totalmente dependente da modelagem dos componentes, os quais podem variar com as escolhas geométricas feitas na fase de planejamento da rede dos sistemas de distribuição.

## 4.2 MODELO DE MARKOV A TRÊS ESTADOS

O modelo de Markov a dois estados, o qual permite transições entre os estados de sucesso (*up*) e falha (*down*), e segue uma distribuição exponencial de probabilidade, geralmente representa o ciclo falha/reparo dos componentes do sistema de distribuição (BILLINTON e LI, 1994), detalhes retratados na seção 2.2.1.

Neste modelo, normalmente o estado de falha representa uma interrupção sustentada. No intuito de classificar interrupções sustentadas e momentâneas, emular o comportamento do religador é necessário para a inclusão do terceiro estado, onde a posição desligado (*down*) pode ter as características de uma interrupção momentânea. O modelo de Markov a três estados proposto é mostrado na Figura 32:

Figura 32 – Modelo de Markov a três estados.



Fonte: adaptado de Calado (2015)

onde, estado 0 significa que o componente opera normalmente; estado 1 indica falha no componente devido a uma falha sustentada; e o estado 2 indica falha no componente devido a uma falha momentânea. As taxas

de falha e de reparo podem ser calculadas pelas Equações 4.3 até 4.6 expostas na Tabela 14.

Tabela 14 – Taxas de transição de estados para o modelo de Markov a três estados

Taxas de falha	Taxas de reparo
$\lambda_1 = \frac{N_P}{T_{op}} \quad (4.3)$	$\mu_1 = \frac{1}{MTTR_P} \quad (4.4)$
$\lambda_2 = \frac{N_T}{T_{op}} \quad (4.5)$	$\mu_2 = \frac{1}{MTTR_T} \quad (4.6)$

Legenda:

$N_P$ : número de falhas sustentadas (permanentes);

$N_T$ : número de falhas momentâneas;

$T_{op}$ : tempo total de operação do componente.

Fonte: própria

As taxas de reparo ( $\mu_1$  e  $\mu_2$ ) são obtidas a partir dos dados do *Mean Time to Repair* para falhas sustentadas ( $MTTR_P$ ) e momentâneas ( $MTTR_T$ ) respectivamente. Toda a modelagem matemática indicando a probabilidade de residência em cada estado e a validação do modelo proposto é apresentada em Calado (2015).

Para o propósito deste trabalho, considera-se que o religador possui uma curva de operação rápida de religamento seguida por uma mais lenta. Considerando o modelo de Markov proposto, apresenta-se a seguir a sequência de eventos seguindo uma ocorrência de falta proveniente de uma falha em algum equipamento (CALADO, 2015):

- i. *Contingência*: o componente está no estado 0 (operação) e um evento de curto-circuito ocorre;
- ii. *Religador automático*: identifica a corrente de curto-circuito e abre o circuito. O componente transita para o estado 2 e a falta, neste ponto, é considerada momentânea; após poucos segundos (tempo morto) o circuito é religado novamente e o componente retorna para o estado 0. Se a falta era momentânea o componente permanece no estado 0, caso contrário, ocorre o próximo evento;
- iii. *Operação do fusível*: se a falta persistir após o religamento, a proteção mais próxima a montante (um fusível ou o religador automático) irá abrir o circuito permanentemente, e o

componente transita para o estado 1, correspondente a falha permanente (sustentada).

### 4.3 AMOSTRAGEM DO DEFEITO DE CURTO-CIRCUITO

#### 4.3.1 Localização e natureza da falta

Um importante parâmetro que deve ser definido com cautela na avaliação da confiabilidade de linhas aéreas de distribuição é a taxa com que o sistema enfrenta falhas temporárias ( $\lambda_T$ ). Frente a diferentes estudos considera-se a hipótese que 80% das falhas são transitórias (momentâneas) e 20% são permanentes (CALADO, 2015). Como uma consequência, o  $\lambda_T$  é obtido multiplicando a taxa de falha permanente ( $\lambda_P$ ) por quatro. Além disso, Brown (2009) sugere valores para o  $\lambda_P$  de linhas aéreas de distribuição (Tabela 15).

Tabela 15 – Dados de taxa de falha permanente dos componentes das linhas aéreas

Descrição	$\lambda_P$ (oc/ano)		
	Baixo	Típico	Alto
Tronco primário	0,020*	0,100*	0,300*
Ramal	0,020*	0,160*	0,300*
Transformador	0,004	0,100	0,015
Regulador de tensão	0,010	0,029	0,100

Observação: \*falhas por milha

Fonte: adaptado de Brown (2009)

As linhas aéreas estão expostas diretamente as condições do tempo, vegetação e animais, por isso, tendem a falhar mais do que as linhas subterrâneas.

#### 4.3.2 Tipos de faltas

A distribuição do tipo de curto-circuito depende do nível de tensão, da geometria da rede, do relevo do terreno e das condições do tempo. Comumente ocorrem quatro tipos de faltas em sistemas de distribuição: fase-terra, bifásica, bifásica-terra e trifásica. Caso o elemento envolvido no defeito tiver as três fases, todas as situações são



possíveis. A probabilidade de ocorrência de cada tipo de curto-circuito pode seguir uma distribuição uniforme definida por intervalos e descrita na Tabela 16 (BORDALO, RODRIGUES e SILVA, 2006).

Tabela 16 – Probabilidade de ocorrência do tipo de curto-circuito

Curto-circuito	Ocorrência (%)	Intervalo
Monofásico-terra	81,00	0,00 – 0,81
Bifásico	10,00	0,81 – 0,91
Bifásico-terra	6,00	0,91 – 0,97
Trifásico	3,00	0,97 – 1,00

Fonte: adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva (2006)

A geração de um número uniformemente distribuído define o intervalo sorteado. Por outro lado, para trechos onde apenas têm-se duas fases, o curto-circuito trifásico é excluído, restando distribuir a probabilidade de 3% entre os possíveis candidatos, com probabilidades de (Equação 4.7):

$$P_{nova} = P_{antiga} + P_{dissolver} \cdot \left( \frac{P_{antiga}}{1 - P_{dissolver}} \right) \quad (4.7)$$

Então, a probabilidade da ocorrência de curto-circuito para um trecho bifásico é apresentada na Tabela 17.

Tabela 17 – Probabilidade de ocorrência do tipo de curto-circuito em um trecho bifásico

Curto-circuito	Ocorrência (%)	Intervalo
Monofásico-terra	83,51	0,0000 – 0,8351
Bifásico	10,31	0,8351 – 0,9382
Bifásico-terra	6,19	0,9382 – 1,000

Fonte: adaptado de Bordalo, Rodrigues e Silva (2006)

Por fim, em trechos com apenas uma fase, todos os defeitos (100%) serão monofásico-terra.

### 4.3.3 Fases comprometidas

A seleção das fases envolvidas em um curto-circuito é definida pela geração de um número randômico uniforme. Em defeitos monofásico-terra, assume-se que todas as fases tem a mesma probabilidade de sofrer o curto-circuito. Para o curto-circuito bifásico, são consideradas duas alternativas: a primeira (i) assume a hipótese que somente condutores adjacentes podem se envolver em um defeito desta natureza, i.e., falta entre as fases  $ab$  ou  $bc$  (e.g., para uma estrutura com faseamento  $ABCN$ ), com probabilidade de 50% para cada situação (CALADO, 2015), já a segunda alternativa (ii) admite que a falta pode ocorrer entre as fases  $ab$ ,  $bc$  e  $ac$ , com probabilidade de 33,33% para cada situação (BORDALO, RODRIGUES e SILVA, 2006). A Tabela 18 menciona as alternativas.

Tabela 18 – Probabilidade de ocorrência do defeito entre duas fases

Fases	Ocorrência (%)
Alternativa (i)	
$ab$	50,00
$bc$	50,00
Alternativa (ii)	
$ab$	33,33
$bc$	33,33
$ac$	33,33

Fonte: adaptado de Calado (2015) e Bordalo, Rodrigues e Silva (2006)

### 4.3.4 Resistência de falta

A resistência de falta ( $r_f$ ) pode depender de diversos fatores: do tipo de curto-circuito e da causa, pode incluir a resistência do poste e/ou a resistência de objetos tocantes ao condutor, entre outros. Essa se caracteriza por ser uma variável totalmente aleatória no ambiente e seu valor se agrega as resistências do arco elétrico e da terra (SANTOS e BARROS, 2015).

Por conseguinte, a resistência de falta pode ser constante ou variar no tempo, situação em que há um alongamento do arco elétrico pelo vento. Para faltas que não enquadram a terra, assume-se que apenas o arco elétrico contribui para a resistência de falta, desta maneira, seu valor é desprezado.

Dados correspondentes a resistência de falta em linhas de transmissão de 220 kV e 138 kV foram publicados em Santos e Barros (2015). Os autores propõem que a resistência de falta para redes de 138 kV segue uma distribuição de Weibull com parâmetros de escala ( $\alpha$ ) = 33,12 e de forma ( $\theta$ ) = 1,46. Por outro lado, pondera-se que em sistemas de distribuição há uma predominância da resistência de falta entre 0 e 40  $\Omega$ , conforme valores sugeridos por Short (2004). Assim, propõe-se o emprego da distribuição de Weibull, sugerido em Calado (2015), com  $\alpha$  = 21,00 e  $\theta$  = 1,20.

### 4.3.5 Tempo em falha (estado de falha)

#### 4.3.5.1 Falhas permanentes

O  $MTTR_p$  é menor para linhas aéreas de distribuição em relação às linhas subterrâneas, pelo motivo que falhas em equipamentos aéreos são mais fáceis para localizar e consertar do que os correspondentes equipamentos subterrâneos. As taxas de falha e o  $MTTR_p$  são considerados constantes. Dados característicos de tempo médio de reparo para falhas permanentes em sistemas de distribuição são sugeridos por Brown (2009) e apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados característicos para tempo de reparo de linhas aéreas

Descrição	$MTTR_p$ (horas)		
	Baixo	Típico	Alto
Tronco primário	2,00	4,00	8,00
Ramal	2,00	4,00	8,00
Transformador	3,00	5,00	10,00
Regulador de tensão	1,00	4,00	10,00

Fonte: adaptado de Brown (2009)

Estes valores são empregados na Equação 2.24 para a determinação do tempo em que o componente vai permanecer sendo reparado quando transitar para o estado 1 (tempo em falha permanente).

#### 4.3.5.2 Falhas transitórias

O tempo de reparo de uma falha transitória é equacionado pelo tempo de abertura do circuito mais o tempo morto pré-estabelecido (Equação 4.8).

$$t_{falha} = \left[ \begin{array}{l} \text{tempo de atuação do} \\ \text{religador de curva rápida} \end{array} \right] + [\text{tempo morto}] \quad (4.8)$$

O ajuste do elemento instantâneo é parametrizado, neste trabalho, como dez vezes a corrente de *pick up*, e a curva muito inversa é usada na resposta da proteção. Logo, conforme Calado (2015), o tempo de atuação é regido pela Equação 4.9.

$$t_{proteção} = \left( \frac{13,50}{\left( I_{falha} / I_{pickup} \right) - 1} \right) \cdot MT \quad (4.9)$$

onde  $MT$  é o multiplicador de tempo e o  $I_{pickup}$  indica o valor mínimo de corrente para o funcionamento das proteções. Com a finalidade de obter um valor médio da  $I_{falha}$  (corrente de curto-circuito), em Calado (2015), foram realizadas simulações de curto-circuito e resistências de falta em todas as barras do sistema. Admite-se uma  $I_{pickup}$  com um fator de segurança de 50% que considera os limites dos equipamentos, eventuais partidas de máquinas e erros associados ao transformador de corrente, ver Equação 4.10:

$$I_{pickup} = I_{nominal} \cdot 1,5 \quad (4.10)$$

em que o  $I_{nominal}$  representa a corrente nominal que o alimentador fornece as cargas a condições normais de operação.

### 4.3.6 Duração do curto-circuito

#### 4.3.6.1 Falhas permanentes

No caso das falhas permanentes, assume-se que o curto-circuito persistirá até que a proteção desligue o alimentador de fato, uma vez que o evento requer intervenção manual para retorno ao estado de operação. Com o intuito de contabilizar os índices  $SMARFI_x$  e  $STARFI_x$ , métricas que computam interrupções e desvios de tensão de curta duração (conforme Tabela 5 e definições na seção 2.4), assume-se neste trabalho que foi realizada uma tentativa de religamento, e que o tempo em que o sistema fica exposto à corrente de curto-circuito é amostrado através de uma distribuição normal.

#### 4.3.6.2 Falhas transitórias

O que ocorre durante uma falha transitória é um curto-circuito ou sobretensão que possivelmente originará um arco elétrico. Assim, é possível afirmar que a duração da corrente de curto-circuito coincide com o tempo de atuação do dispositivo de proteção, assim como foi exposto na subseção 4.3.5.2, porém subtraindo o tempo morto (*dead time*). A duração da corrente de curto-circuito será (Equações 4.11 e 4.12):

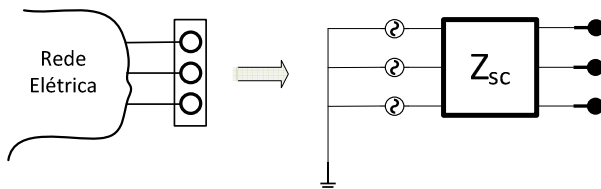
$$\left[ \begin{array}{l} \text{tempo de atuação do} \\ \text{religador de curva rápida} \end{array} \right] = t_{falha} - \left[ \text{tempo morto} \right] \quad (4.11)$$

$$\left[ \begin{array}{l} \text{tempo de duração da} \\ \text{corrente de curto – circuito} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{tempo de atuação do} \\ \text{religador de curva rápida} \end{array} \right] \quad (4.12)$$

## 4.4 ANÁLISE DO CURTO-CIRCUITO

O estudo de curto-circuito, aplicado nesta dissertação, é baseado no equivalente trifásico de Thévenin em cada barra como mostra a Figura 33.

Figura 33 – Representação do equivalente de Thévenin trifásico



Fonte: adaptado de Dugan (2003)

O método para calcular a corrente de falta é exposto em Dugan (2003) e começa definindo a injeção de corrente no sistema pela Equação 4.13:

$$\begin{bmatrix} I_{inj\_fonte} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{fonte} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{fonte} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

onde  $I_{inj\_fonte}$  é a injeção de corrente pela fonte,  $Y_{fonte}$  é a matriz de admitância do sistema equivalente (fonte de tensão) dada pela Equação 3.24 e  $V_{fonte}$  representa a tensão da fonte. O próximo passo, após a construção do vetor de injeção de corrente no sistema ( $I_{inj}$ ), formado apenas por  $I_{inj\_fonte}$ , é calcular a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ , *open circuit voltage*) de cada barra da rede com a Equação 4.14.

$$\begin{bmatrix} I_{inj} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{barra} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{oc} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Através da aplicação do teorema de Norton a impedância de curto-circuito ( $Z_{sc}$ ) é determinada pela injeção de uma corrente igual a  $1 + j0$  (A) em cada nó sob consideração, uma fase por vez, e as tensões resultantes representam uma coluna da ( $Z_{sc}$ ), como retratado na Figura 34.

Figura 34 – Método matemático para determinação de  $Z_{sc}$

$$\begin{array}{c}
 \mathbf{I} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \\
 \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V1 \\ V2 \\ V3 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \\
 \text{Ybarra}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{c}
 Z_{sc} = \begin{bmatrix} V1 & ? & ? \\ V2 & ? & ? \\ V3 & ? & ? \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Fonte: adaptado de Dugan (2003)

Este processo é repetido para cada fase de cada nó da rede até  $Z_{sc}$  ser totalmente povoada. Cada nó terá sua própria matriz de admitância de curto-circuito ( $Y_{sc}$ ), que é dada pelo inverso de  $Z_{sc}$ , Equação 4.15.

$$[Y_{sc}] = [Z_{sc}^{-1}] \quad (4.15)$$

#### 4.4.1 Curto-circuito trifásico

As correntes de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) trifásico são obtidas pela Equação 4.16 e a tensão no ponto de falta é o próprio  $V_{oc}$ . Apesar de ser um curto-circuito simétrico, as correntes nas três fases não serão iguais em módulo, pois naturalmente o sistema é desbalanceado e as impedâncias de cada fase são distintas.

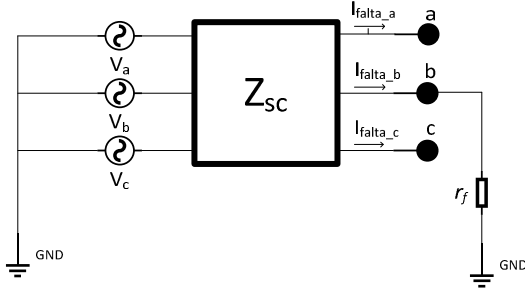
$$[I_{sc}] = [Y_{sc}] \cdot [V_{oc}] \quad (4.16)$$

Note que estas são as correntes de curto-circuito que irão percorrer na barra se todas as fases estão envolvidas no curto-circuito.

#### 4.4.2 Curto-circuito monofásico-terra

Através da representação do equivalente de Thévenin, a Figura 35 exemplifica um defeito fase-terra na fase  $b$ , onde  $r_f$  é a resistência de falta.

Figura 35 – Equivalente de Thévenin para um curto-circuito monofásico-terra na fase *b*



Fonte: adaptado de Calado (2015)

Note que a tensão do circuito da Figura 35 é a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) para cada fase. Embora, essa tensão possa assumir o valor estabelecido pelo cálculo do fluxo de potência em alguns casos. A corrente de curto-circuito, e.g., para a fase *b* é obtida pela Equação 4.17:

$$I_{falta\_b} = I_{falta} = \frac{V_{oc_b}}{Z_{sc_{bb}} + r_f} \quad (4.17)$$

e que as correntes nas demais fases (*a* e *c*) são iguais a zero.

#### 4.4.3 Curto-circuito bifásico

A representação por equivalente de Norton é mais adequada para a análise do curto-circuito bifásico e bifásico-terra. Inicialmente, uma admitância de falta,  $Y_f$  (inverso de  $r_f$ ), é conectada nas fases envolvidas no defeito, e.g. fases *b* e *c*, e esta é somada à matriz  $Y_{sc}$  original, Equação 4.18.

$$[Y_{eq}] = \begin{bmatrix} Y_{sc_{11}} & Y_{sc_{12}} & Y_{sc_{13}} \\ Y_{sc_{21}} & Y_{sc_{22}} & Y_{sc_{23}} \\ Y_{sc_{31}} & Y_{sc_{32}} & Y_{sc_{33}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_f & -Y_f \\ 0 & -Y_f & Y_f \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

O sistema linear formado pela Equação 4.19 dará os valores de tensão no ponto do defeito. O vetor de  $I_{sc}$  é encontrado pela Equação 4.16.

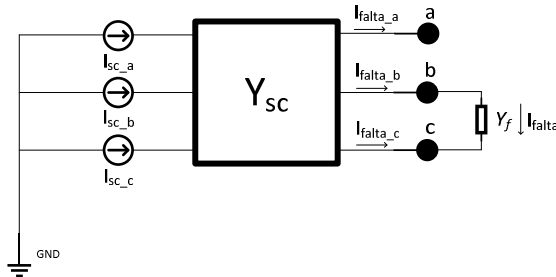


$$\begin{bmatrix} I_{sc_a} \\ I_{sc_b} \\ I_{sc_c} \end{bmatrix} = [Y_{eq}] \cdot \begin{bmatrix} V_{sc_a} \\ V_{sc_b} \\ V_{sc_c} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

A corrente da falta bifásica é então encontrada pela Equação 4.20, e servirá às duas fases envolvidas, com sinais contrários ou defasadas em 180°. A Figura 36 ilustra a corrente de curto-circuito bifásico para uma falta entre as fases *b* e *c*.

$$I_{falta} = Y_f \cdot (V_{sc_b} - V_{sc_c}) \quad (4.20)$$

Figura 36 – Equivalente de Norton da rede para um curto-circuito bifásico entre as fases *bc*



Fonte: adaptado de Calado (2015)

#### 4.4.4 Avaliação das tensões durante o curto-circuito

O Teorema da Superposição é aplicado para obter as tensões em todos os nós do sistema de distribuição. A corrente de falta gera uma tensão  $\Delta V$  determinada pelo sistema linear da Equação 4.21. Ademais, a tensão pós-falta é calculada pela Equação 4.22.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{falta} \\ 0 \end{bmatrix} = [Y_{barra}] \cdot [\Delta V] \quad (4.21)$$

$$[V_{pós\_falta}] = [V_{pré\_falta}] + [\Delta V] \quad (4.22)$$

#### 4.5 CARACTERIZAÇÃO DOS EVENTOS DE CURTO-CIRCUITO

O curto-circuito é um evento totalmente aleatório no ambiente e causado por diversos fatores, como: sobretensão, arco elétrico, quebra de isolamento, descargas atmosféricas, animais, tempo adverso, entre outros. Além disso, vários aspectos influenciam na amplitude da corrente de curto-circuito: o número de fases envolvidas (com a terra ou não), a alta variabilidade da resistência de falta e a natureza da falta, ou seja, a posição (o nó) onde a falta ocorreu no sistema. Distribuições de probabilidade do valor esperado da corrente para cada tipo de falta pode avaliar a variabilidade destes eventos. Normalmente, utiliza-se a corrente de falta para dimensionar os equipamentos e coordenar a proteção dos SEDs, logo, as distribuições de probabilidade destas correntes podem facilitar estes dimensionamentos.

Estimar o valor esperado da corrente de curto-circuito fornece informações valiosas sobre a severidade das correntes que podem percorrer um alimentador de distribuição. Entretanto, pode existir uma variabilidade significativa em torno do valor esperado. Assim, propõe-se ponderar o valor esperado da intensidade da corrente de falta para um alimentador ou em nós específicos por índices de curto-circuito. Em adição, estimar a frequência em que determinado defeito ocorre e a probabilidade dele acontecer são informações relevantes que podem ser obtidas no estudo do curto-circuito.

Desse modo, propõe-se diagnosticar os efeitos do curto-circuito baseando-se em três novos índices:

**Short-Circuit Current Expected Index ( $SCCEI_x$ )** – mede o valor esperado da corrente de falta do curto-circuito do tipo  $x$ , onde  $x$  pode ser monofásico-terra, bifásico, bifásico-terra ou trifásico. O índice é calculado anualmente utilizando a média da amostra anual em que, necessariamente, uma ou mais ocorrências de curto-circuito são experimentadas. Unidade: A/ocorrência.

$$SCCEI_x = \frac{\text{média corrente c-c anual do tipo } x}{\text{nº de anos com c-c do tipo } x} \quad (4.23)$$

**Short-Circuit Frequency Index ( $SCFI_x$ )** – mede a frequência em que ocorre um curto-circuito do tipo  $x$  em um ano. O índice é calculado anualmente. Unidade: ocorrências/ano.

$$SCFI_x = \frac{n^{\circ} \text{ total ocorrências } c-c \text{ do tipo } x}{n^{\circ} \text{ total de anos}} \quad (4.24)$$

**Short-Circuit Probability Index (SCPI<sub>x</sub>)** – traduz a probabilidade de ocorrer um curto-circuito do tipo  $x$  em determinada barra  $n$  (nó) do alimentador. O índice é calculado no término da simulação. Unidade: pu ou %.

$$SCPI_x = \frac{n^{\circ} \text{ ocorrências } c-c \text{ do tipo } x \text{ na barra } n}{n^{\circ} \text{ total de } c-c \text{ do tipo } x} \quad (4.25)$$

A contabilização dos índices de curto-circuito por funções-teste está retratada na Tabela 20.

Tabela 20 – Funções-teste dos índices de curto-circuito

---

**Simulação: funções-teste G**

---

$$G_{SCCEI_x}(y_u) = I_{cc-média} \text{ tipo } x \text{ em } y_u \quad (4.26)$$

$$G_{SCFI_x}(y_u) = n^{\circ} \text{ oc. } c-c \text{ tipo } x \text{ em } y_u \quad (4.27)$$

$$G_{SCPI_x}(y_u) = \frac{n^{\circ} \text{ } c-c \text{ tipo } x \text{ na barra } n}{n^{\circ} \text{ total de } cc \text{ tipo } x} \quad (4.28)$$


---

Fonte: própria

Para complementar o pressuposto dos índices, na seção 4.7.5 apresentam-se as distribuições de probabilidade das correntes de curto-circuito considerando todas as amostras da simulação, i.e., admitindo os anos em que a média da corrente anual é zero (anos em que não há faltas do tipo  $x$ ).

#### 4.6 ALGORITMO PARA AVALIAÇÃO DO PROJETO DE REDES NO PLANEJAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Usando os modelos de Markov para representar o comportamento do religador automático, o qual emula interrupções momentâneas e sustentadas, é possível estimar índices de perda de carga e também métricas relacionadas à qualidade de energia.

Embora algumas variáveis aleatórias da simulação não apresentem variações cronológicas, como o tipo e as fases em falta, o componente em falta e a localização da falta, utiliza-se a SMCS por ser crucial considerar a ordem em que ocorre a transição de estados, pois os índices de qualidade classificados por intervalos de tempo necessitam da cronologia para a contabilização da duração dos desvios no valor *rms* das tensões nodais durante um evento de curto-circuito.

Logo, a metodologia proposta combina o algoritmo que modela matematicamente os componentes da rede de forma precisa para estudos de planejamento com a SMCS tendo a análise dos efeitos do curto-circuito integrado ao ambiente de simulação. As características gerais da SMCS permitem uma transição adequada para incluir a análise de curto-circuito no processo adicionando aspectos relacionados à qualidade de energia a tradicional avaliação da confiabilidade. Portanto, apresenta-se a seguir o pseudo-algoritmo para a avaliação do projeto de redes no planejamento dos SEDs:

1. Identificar o tipo e o faseamento das linhas de distribuição do alimentador radial;
  - a. Se a linha é subterrânea:
    - i. Para linhas com cabos de neutro concêntrico: definir  $d_c$ ,  $d_{od}$ ,  $d_s$ ,  $RMG_c$ ,  $RMG_s$ ,  $r_c$ ,  $r_s$ ,  $k$  e  $R$ ;
    - ii. Para linhas com cabos blindados: definir  $d_c$ ,  $d_s$ ,  $d_{od}$ ,  $T$  e  $\rho$ .
  - b. Se a linha é aérea;
    - i. Determinar as informações dos condutores de fase e de neutro (se presente): resistência,  $RMG$  e o raio.
  - c. Identificar o faseamento de cada trecho de linha.

2. Designar a estrutura (geometria) de cada trecho do alimentador;
  - a. Calcular o espaçamento (as distâncias) entre os condutores na estrutura;
  - b. Determinar a distância dos condutores para a sua e demais imagens ( $S_{ii}$  e  $S_{ij}$ ).
3. Calcular a matriz de impedâncias primitivas ( $z_{prim}$ ) para cada segmento de linha;
  - a. Se a linha está conectada em estrela, aplicar o método da redução de Kron para a obtenção da matriz de impedâncias de fase ( $z_{abc}$ ).
4. Calcular a matriz de coeficientes de potencial primitiva ( $P_{prim}$ ) para cada segmento de linha;
  - a. Se a linha está conectada em estrela, aplicar o método da redução de Kron para a obtenção da matriz de coeficientes de potencial de fases ( $P_{abc}$ );
  - b. Determinar a matriz de capacitâncias de fase ( $C_{abc}$ );
  - c. Por fim, computar a matriz de admitância *shunt* de fase ( $y_{abc}$ ).
5. Computar a matriz de admitância primitiva ( $Y_{prim}$ ), em Siemens, do modelo exato para as linhas de distribuição incluindo  $z_{abc}$  e  $y_{abc}$  multiplicados pelo comprimento de cada segmento;
6. Computar a  $Y_{prim}$  do sistema equivalente (fonte de tensão) dada por  $Y_{sis\_abc}$ ;
  - a. Definir  $Z_{pos}$  e  $Z_{zero}$ ;
  - b. Estabelecer a matriz de impedâncias de sequências ( $Z_{012}$ );
  - c. Utilizar a matriz de transformação de componentes simétricas para a determinação da  $Y_{sis\_abc}$ .
7. Computar a  $Y_{prim}$  para os transformadores de potência e reguladores de tensão do alimentador;
  - a. Obter a matriz de impedâncias ( $Z_b$ );
  - b. Obter a matriz  $B$ ;
  - c. Obter a matriz  $N$ ;
  - d. Obter a matriz  $A_t$ ;

- e. Computar a matriz  $Y_{prim}$  com a Equação 3.25.
8. Elaborar um configurador de redes utilizando as matrizes de incidência e de adjacência da rede;
9. Montar a matriz admitância de barra ( $Y_{barra}$ ), utilizando o configurador de redes para integração da  $Y_{prim}$  das linhas, transformadores e reguladores de tensão;
10. Determinar e adicionar a  $Y_{prim}$  das cargas e dos bancos capacitores a  $Y_{barra}$ ;
  - a. Identificar a conexão das cargas e bancos capacitores (delta ou estrela);
  - b. Modelam-se os como impedância e susceptância constante para adição a  $Y_{barra}$ ;

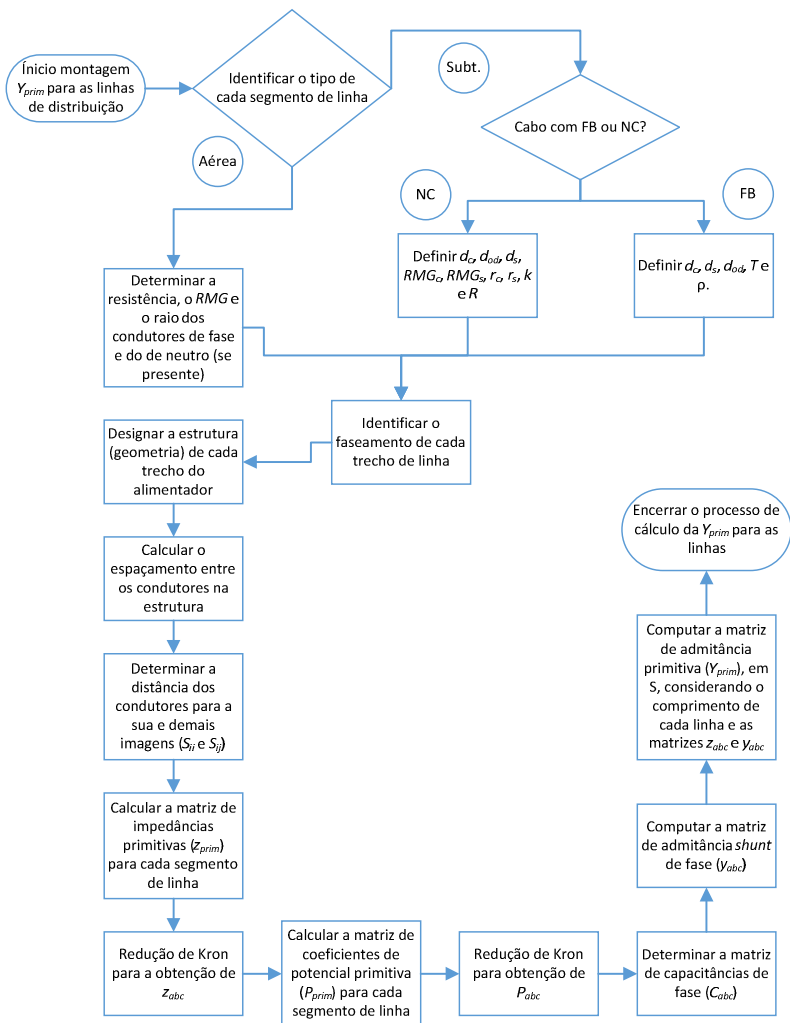
Após a determinação da  $Y_{barra}$  inicia-se a SMCS com a integração do curto-circuito na avaliação da adequação dos sistemas de distribuição (CALADO, 2015):

11. Iniciar a Simulação de Monte Carlo Sequencial;
12. Iniciar todos os componentes no estado de sucesso;
13. Gerar uma duração no estado de sucesso para cada um dos componentes;
14. Identificar o menor tempo e o respectivo componente;
15. Se o componente transitou para o estado de sucesso, ir ao passo 21. Se o componente transitou para o estado de falha, ir para o próximo passo;
16. Amostrar o tipo de curto-circuito, as fases envolvidas, a resistência de falta e a duração do curto-circuito para o novo estado do sistema;
17. Calcular o fluxo de potência para determinar as tensões pré-falta nas barras, calcular as correntes de falta e as tensões pós-falta de todos os consumidores;
18. Amostrar, baseado no processo de Markov com 3 estados, se a falha é permanente ou transitória;
19. Análise do estado de falha:
  - a. Se a falha é permanente:

- i. Aplicar o MTTR permanente para calcular a duração no estado;
    - ii. Encontrar o número de consumidores atingidos e calcular a energia cortada;
    - iii. Amostrar a duração do curto-circuito conforme subseção 4.3.6.1;
    - iv. Avaliar o nível de tensão para os consumidores atingidos temporariamente.
  - b. Se a falha é transitória:
    - i. Aplicar o MTTR transitório para calcular a duração no estado;
    - ii. Todos os consumidores são atingidos por eventos de curta duração;
    - iii. A duração no curto-circuito é dada pela duração no estado. Se houve interrupção o tempo morto é subtraído do mesmo;
    - iv. Avaliar o nível de tensão para os consumidores atingidos.
20. Baseado na prévia análise da falha, incrementar as funções-teste dos índices de confiabilidade, qualidade de energia e de curto-circuito;
  21. Gerar e adicionar uma nova duração (de sucesso ou falha) associado ao componente. Se o período de análise, por exemplo 8760 horas, não acabou, voltar ao passo 14; caso contrário, calcular os índices para o período correspondente;
  22. Avaliar o coeficiente de variação ( $\beta$ ) para todos os índices. Em caso de convergência ou número de amostras atingidas, parar a simulação; caso contrário retornar ao passo 14;
  23. Desenhar as distribuições de probabilidade do valor esperado das correntes de curto-circuito.

A Figura 37 descreve em detalhes os passos para o cálculo da matriz de admitância primitiva, dimensão  $3 \times 3$ , das linhas de distribuição. Destaca-se a quantidade de minúcias envolvidas na computação do modelo exato da linha para aplicações no planejamento de redes de distribuição.

Figura 37 – Diagrama de blocos para determinação da  $Y_{prim}$  das linhas de distribuição

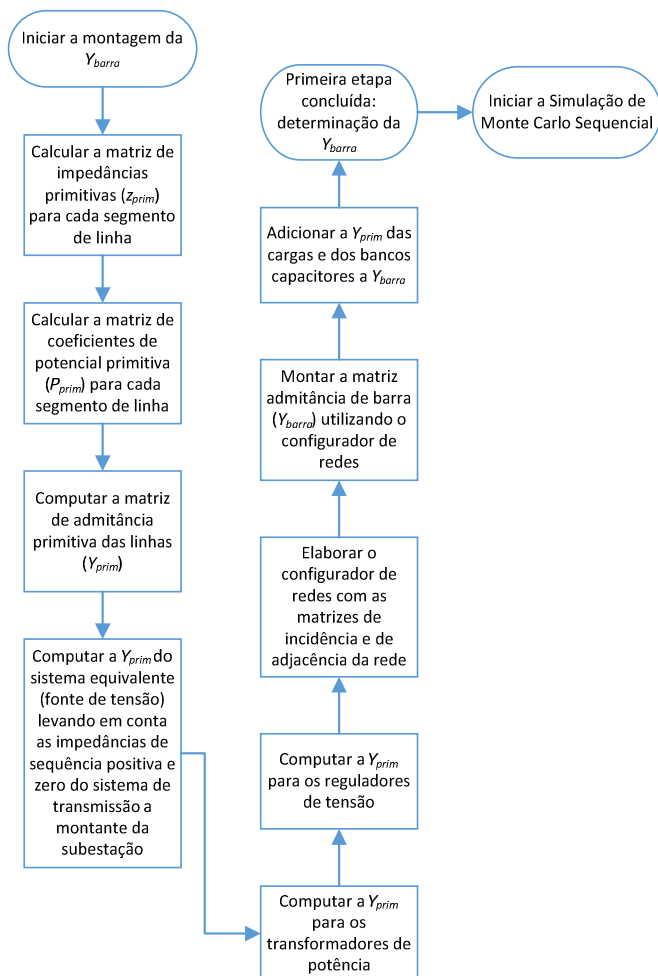


Fonte: própria



O diagrama de blocos da Figura 38 resume a obtenção da matriz  $Y_{barra}$ .

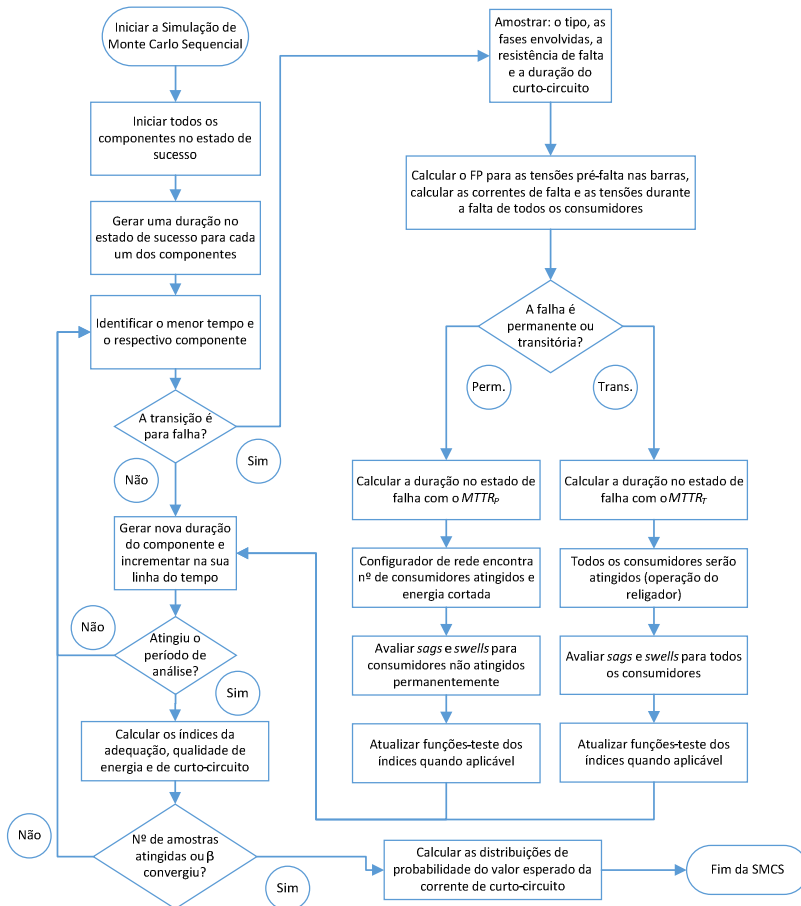
Figura 38 – Diagrama de blocos do resumo da montagem da matriz de admitância nodal ( $Y_{barra}$ )



Fonte: própria

Expõe-se via diagrama de blocos (Figura 39) a SMCS exemplificada nos passos 11 ao 23 do pseudo-algoritmo.

Figura 39 – Diagrama de blocos para a Simulação de Monte Carlo Sequencial



Fonte: adaptado de Calado (2015)

Em todas as simulações que serão apresentadas respeita-se um valor pré-determinado do coeficiente de variação e um número de amostras anuais (cinco mil) para verificar a convergência dos índices. Neste trabalho assegura-se que  $\beta$  seja menor que 5%, exceto para casos onde praticamente não há incidência do evento a ser computado (CALADO, 2015).

Toda a programação foi desenvolvida em linguagem Java, com o *software* Eclipse Mars (ECLIPSE, 2015), e foi utilizada a biblioteca científica “Flanagan” para a realização das operações matemáticas matriciais e com números complexos (FLANAGAN, 2015).

## 4.7 RESULTADOS DO ESTUDO DO CURTO-CIRCUITO

Nas duas primeiras subseções dos resultados busca-se validar a representação nodal da rede de distribuição, ou seja, a formação da  $Y_{barra}$ , com o cálculo das correntes de curto-circuito para o sistema-teste IEEE 13 nós. Corrobora-se a robustez do modelo matemático das linhas aéreas e subterrâneas, dos transformadores, da fonte de tensão e da chave de manobra e consequentemente atesta-se o modelo de análise do curto-circuito pela representação trifásica (um método de coordenadas de fases) descrita na seção 4.4.

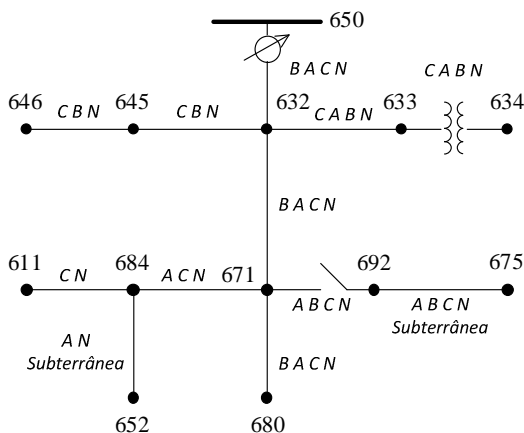
Por conseguinte, calcula-se o fluxo de potência trifásico no sistema-teste IEEE 34 nós, sugerido por IEEE (2010), com o intuito de avaliar a inclusão dos modelos matemáticos das  $Y_{prim}$  das cargas, bancos capacitores e reguladores de tensão na matriz de admitância nodal da rede. Após a validação do FP, computa-se o algoritmo da seção 4.6 para a determinação e discussão das distribuições de probabilidade e índices de curto-circuito.

### 4.7.1 Descrição do sistema-teste IEEE 13 nós

Os alimentadores teste IEEE fornecem uma referência para a comunidade de análise dos sistemas de distribuição. Analisando as correntes de curto-circuito para os sistemas-teste consegue-se identificar se as impedâncias do sistema estão definidas corretamente e se os algoritmos computacionais estão calibrados (ARRITT e DUGAN, 2012).

No primeiro momento utiliza-se o sistema-teste IEEE 13 nós (IEEE, 2010) no processo de validação do algoritmo de montagem da  $Y_{barra}$ . O alimentador é relativamente pequeno, porém, apresenta algumas características muito peculiares com linhas aéreas e subterrâneas. A Figura 40 exibe o alimentador e os faseamentos de cada segmento de linha destacando os dois trechos subterrâneos.

Figura 40 – Sistema-teste IEEE 13 nós com a diversidade de faseamentos indicados



Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Este sistema possui sete configurações diferentes incluindo diversos faseamentos e tipos de condutores. Os dados sobre estas configurações estão descritos nas Tabelas 37 e 38 do Anexo A e o espaçamento entre os condutores das linhas subterrâneas pode ser visualizado na Figura 11. Em contrapartida, o espaçamento entre os condutores das linhas aéreas é exibido na Figura 8. As informações referentes ao comprimento e a configuração dos trechos de rede estão na Tabela 39. A potência nominal, relação de transformação e a impedância dos transformadores estão na Tabela 40. A Tabela 41 possui as potências reativas dos bancos capacitores. Os reguladores de tensão estão definidos na Tabela 42 e as cargas pontuais e distribuídas são descritas nas Tabelas 43 e 44. Todas estas tabelas relacionadas aos dados do sistema-teste estão no Anexo A.

Para alcançar os resultados de curto-circuito publicados na literatura precisa-se, inicialmente, igualmente a Kersting e Shirek (2012) e Arritt e Dugan (2012), assumir algumas hipóteses como referência:

- i. Fonte de tensão balanceada em 115 kV (1 pu);
- ii. Regulador de tensão com relação de transformação 1:1 (impedância muito pequena), ou, retirado totalmente do circuito;
- iii. Cargas não conectadas ao sistema;

- iv. Resistência de falta igual a zero, ou,  $r_f = 0,0001 \, \Omega$ ;
- v. Bancos capacitores desconectados;
- vi. Impedâncias de sequência zero e positiva do sistema equivalente:  $Z_{zero} = 0,3474 + j8,5180 \, \Omega$  e  $Z_{pos} = 0,7673 + j4,7852 \, \Omega$ .

#### 4.7.2 Validação das correntes de curto-circuito

A fim de aferir os resultados do curto-circuito provenientes do algoritmo proposto seleciona-se alguns nós do sistema-teste IEEE 13 nós para comparação com os valores das correntes de falta apresentados por Kersting e Shirek (2012). As Tabelas 21, 22 e 23 expõem estas comparações.

Tabela 21 - Correntes de curto-circuito monofásico-terra, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós

Nós	Fases	Kersting e Shirek (2012)	Algoritmo	Diferença (%)
634	b	12962	12912,16412	-0,38596
692	c	2173,9	2173,95049	0,00232
684	a	2019,5	2019,52455	0,00122
611	c	1852	1852,09365	0,00506
652	a	1795,7	1795,73875	0,00216
646	b	2516,5	2516,09065	-0,01627
680	a	1851,9	1851,90422	0,00023
645	c	2817,8	2817,27776	-0,01854

Fonte: própria

Tabela 22 – Correntes de curto-circuito bifásico, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós

Nós	Fases	Kersting e Shirek (2012)	Algoritmo	Diferença (%)
650	ab	7289,2	7285,45712	-0,05137
634	bc	12782	12739,59897	-0,33283
692	ab	2938,4	2937,8853	-0,01752
684	ac	2517,7	2517,62549	-0,00296
680	bc	2238,6	2238,56973	-0,00135
645	bc	3191,2	3190,49419	-0,02212
646	bc	2881,7	2881,13841	-0,01949
671	bc	2599,6	2599,622	0,00085
692	ac	2734,3	2734,81828	0,01895

Fonte: própria

Tabela 23 – Correntes de curto-circuito trifásico, em A, para o sistema-teste IEEE 13 nós

Nós	Fases	Kersting e Shirek (2012)	Algoritmo	Diferença (%)
650	abc	25238,116	25238,116	0,0000
634	abc	45131	45028,155	-0,2284
692	abc	9586,7	9592,697	0,0625
680	abc	8299,1	8305,112	0,0724
671	abc	9586,7	9593,003	0,0657

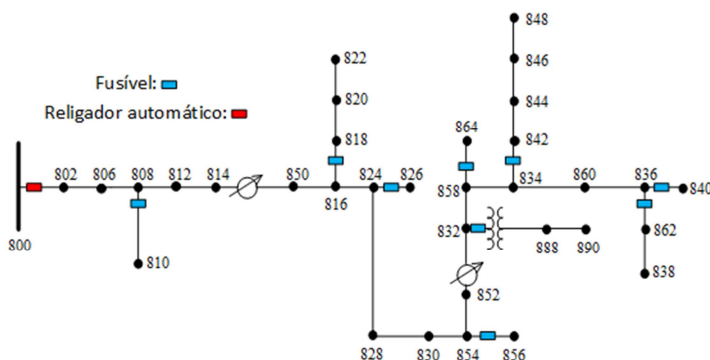
Fonte: própria

Destaca-se que as correntes de curto-circuito trifásico da Tabela 23 são dadas pela soma das correntes de falta das fases *a*, *b* e *c*. Ademais, verifica-se que a modelagem matemática dos elementos envolvidos na simulação e a representação nodal do SED são apropriadas uma vez que as diferenças percentuais entre os resultados são muito pequenas. De fato, a combinação da formação trifásica da  $Y_{barra}$  com o método de análise do curto-circuito é adequada para aplicações no planejamento de redes de distribuição.

### 4.7.3 Descrição do sistema-teste IEEE 34 nós

Objetivando os resultados do próximo capítulo modifica-se o sistema-teste IEEE 34 nós original com a inserção de equipamentos de proteção: fusíveis nos ramais laterais e do religador automático no início do tronco principal. Esta modificação é adaptada de Funmilayo, Silva e Butler-Purry (2012). A Figura 41 ilustra o sistema modificado.

Figura 41 – Sistema-teste IEEE 34 nós com os equipamentos de proteção



Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Este alimentador é originalmente radial, i.e., caracteriza-se por ter apenas um caminho para energia fluir da fonte (subestação de distribuição) para cada consumidor, e possui uma diversidade de elementos e configurações. A Tabela 45 retrata os dados referentes ao tipo do condutor, número de fases e a geometria de cada configuração e a Tabela 46 indica o comprimento dos segmentos de linha. Estão presentes no alimentador dois transformadores: o da subestação e outro posicionado em um ramal lateral. Suas informações estão contidas na Tabela 47.

Há dois reguladores de tensão para manter um perfil de tensão adequado e suas características estão na Tabela 48. As Tabelas 49 e 50 descrevem os dados das cargas concentradas e das distribuídas do sistema-teste. Por fim, os capacitores estão conectados em um único ramal trifásico e estão descritos na Tabela 51. As tabelas supracitadas referentes ao sistema-teste IEEE 34 nós estão no Anexo B.

A partir das Tabelas 49 e 50 descobre-se que a carga total do sistema é de aproximadamente 2055 kVA. Além disso, admite-se que as cargas distribuídas estão conectadas metade da potência em cada nó do

segmento. Note que as cargas podem assumir todos os modelos exemplificados na seção 3.2.1.

Adicionalmente aos dados disponibilizados por IEEE (2010), existe a necessidade de estabelecer o número de consumidores, taxas de falha e tempos médios de reparo para o sistema. De acordo com o que foi exposto na seção 4.3.1, os valores utilizados neste trabalho se encontram na Tabela 52 do Anexo B.

Segundo Calado (2015), especificamente para o trecho em tensão 4,16 kV, entre os nós 888 e 890, considera-se 50% a proporção entre taxa de falha permanente e taxa de falha transitória, ao invés de 20% e 80%, respectivamente. Durante a análise do tempo de atuação da proteção no caso de uma falta neste local, constatou-se que para diversos casos, em geral quando  $r_f$  é maior que  $10 \Omega$ , a corrente de curto-circuito acrescida da corrente de carga ainda fica abaixo da  $I_{pickup}$ , logo não haverá religamento. Desta forma, faltas de natureza transitória poderão evoluir para uma falta permanente ou se autoextinguirem. Assim, a proporção de faltas permanentes será maior neste caso devido à limitação da corrente de curto-circuito pelo transformador de potência e baixa sensibilidade da proteção. As faltas permanentes serão eliminadas pelo fusível do referido ramal.

O tempo médio de restauração do curto-circuito transitório ( $MTTR_T$ ), dado pela Equação 4.9, foi obtido pela simulação de dez diferentes tipos de curto-circuito e resistência de falta em cada nó do sistema-teste (CALADO, 2015). Em adição, precisa-se definir a  $I_{pickup}$  sendo que a corrente nominal do circuito é estipulada pela Equação 4.29, onde  $V_L$  (V) representa a tensão de linha (fase-fase) do circuito e  $S$  é a potência complexa trifásica (VA).

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S}{V_L \cdot \sqrt{3}} = \frac{2055 \cdot 10^3}{24,9 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 47,65 A \quad (4.29)$$

A Equação 4.30 calcula a corrente de *pick-up* conforme a Equação 4.10.

$$I_{pickup} = I_{\text{nominal}} \cdot 1,5 = 71,47 A \quad (4.30)$$

Admite-se que  $MT = 0,20$  e o tempo morto considerado é de 20 ciclos, sendo que para a frequência de 60 Hz equivale a 0,333 segundos.

O número de consumidores, apresentado na Tabela 53 do Anexo B, foi baseado proporcionalmente na energia consumida em cada nó e fase do alimentador. Os tempos médios de restauração automática



( $MTTR_T$ ), em segundos, para cada trecho do sistema-teste são mostrados na Tabela 54.

A partir deste ponto a fim de uma aproximação maior da realidade, novas definições no sistema-teste são assumidas: admite-se uma fonte de tensão mais fortalecida com a  $Y_{prim}$  do sistema equivalente definida conforme a Tabela 24, o que praticamente se faz com que não exista queda de tensão no sistema de transmissão equivalente até a barra da subestação.

Tabela 24 – Dados do modelo do sistema equivalente para a  $Y_{prim}$

$V_{fonte} \text{ (pu)}$	$CCC_{3\phi} \text{ (MVA)}$	$CCC_{1\phi} \text{ (MVA)}$	$Z_{pos} \text{ (}\Omega\text{)}$	$Z_{zero} \text{ (}\Omega\text{)}$
1,05	200000	2100	$0,0057735606 + j0,023094242$	$2,135789 + j6,407367$

Fonte: adaptado de Dugan (2013)

Diferentemente do que se considerou nos resultados do sistema-teste IEEE 13 nós, os reguladores de tensão agora são modelados como autotransformadores com um controle de *tap*. Ademais, os parâmetros sugeridos pelo *OpenDSS* são adotados na determinação da  $Y_{prim}$  de cada regulador. A Tabela 25 expõe as informações dos reguladores.

Tabela 25 – Dados dos reguladores de tensão para o cálculo da  $Y_{prim}$

Nó de localização		Resistência (pu)	Reatância (pu)	$a_R$ (pu)	Potência nominal (kVA)
814R	Fase 1	0,4%	1%	1:1,1	6666,66
	Fase 2	0,4%	1%	1:1,05625	6666,66
	Fase 3	0,4%	1%	1:1,05625	6666,66
852R	Fase 1	0,4%	1%	1:1,1	6666,66
	Fase 2	0,4%	1%	1:1,0875	6666,66
	Fase 3	0,4%	1%	1:1,08125	6666,66

Fonte: adaptado de Dugan (2013)

#### 4.7.4 Resultados do fluxo de potência

A fim de projetar redes de distribuição a partir de simulações de alta confiança, proferir estudos de curto-circuito alterando as tensões pré-falta do sistema, i.e., em certo momento admitindo-as como sendo

as tensões em regime permanente obtidas pelo fluxo de potência e em outra ocasião como sendo as tensões de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), permite reflexões a respeito da real amplitude da corrente referente a cada tipo de falta e dos efeitos oriundos do curto-circuito.

Para este feito, aplica-se o algoritmo do MSC no sistema-teste IEEE 34 nós para a validação do método trifásico proposto em 3.4. Os resultados das tensões nodais trifásicas (de alguns nós selecionados) são comparados com os publicados por IEEE (2010) e estão expostos na Tabela 26.

Tabela 26 – Validação do fluxo de potência para o sistema-teste IEEE 34 nós

Nós	Algoritmo $E_i = V_i \angle \delta_i$ (pu)	IEEE $E_i = V_i \angle \delta_i$ (pu)	Diferença $V_i$ (%)
802.1	1,04726 $\angle$ -0,04155°	1,04750 $\angle$ -0,05°	-0,0229
802.2	1,04824 $\angle$ -120,06245°	1,04840 $\angle$ -120,07°	-0,0153
802.3	1,04836 $\angle$ 119,95665°	1,04840 $\angle$ 119,95°	-0,0038
808.1	1,0111 $\angle$ -0,63978°	1,01360 $\angle$ -0,75°	-0,2473
808.2	1,0271 $\angle$ -120,89928°	1,02960 $\angle$ -120,95°	-0,2434
808.3	1,02796 $\angle$ 119,40151°	1,02890 $\angle$ 119,30°	-0,0914
810.2	1,02696 $\angle$ -120,8999°	1,02940 $\angle$ -120,95°	-0,2376
820.1	0,99101 $\angle$ -2,04943°	0,9926 $\angle$ -2,32°	-0,1604
854.1	0,9866 $\angle$ -2,35017°	0,989 $\angle$ -2,64°	-0,2433
854.2	0,99058 $\angle$ -123,24039°	0,9978 $\angle$ -123,40°	-0,7289
854.3	0,99175 $\angle$ 117,52575°	0,9934 $\angle$ 117,24°	-0,1664
832.1	1,03965 $\angle$ -2,79616°	1,03590 $\angle$ -3,11°	0,36057
832.2	1,03124 $\angle$ -124,12163°	1,03450 $\angle$ -124,18°	-0,31594
832.3	1,03950 $\angle$ 116,53144°	1,03600 $\angle$ 116,33°	0,33683
860.1	1,03408 $\angle$ -2,91803°	1,03050 $\angle$ -3,24°	0,34629
860.2	1,02552 $\angle$ -124,31934°	1,02910 $\angle$ -124,39°	-0,34883
860.3	1,03431 $\angle$ 116,29366°	1,03100 $\angle$ 116,09°	0,32019
840.1	1,03382 $\angle$ -2,91600°	1,03030 $\angle$ -3,23°	0,34064
840.2	1,02506 $\angle$ -124,3201°	1,02870 $\angle$ -124,39°	-0,35462
840.3	1,03412 $\angle$ 116,29517°	1,03080 $\angle$ 116,09°	0,3212
848.1	1,03457 $\angle$ -3,00265°	1,03100 $\angle$ -3,32°	0,34531
848.2	1,02559 $\angle$ -124,40228°	1,02910 $\angle$ -124,47°	-0,34184

848.3	1,03475 $\angle$ 116,20649°	1,03140 $\angle$ 116,00°	0,32421
-------	-----------------------------	--------------------------	---------

Fonte: própria

Admite-se que não há queda de tensão no circuito entre a barra da fonte de tensão e a barra 800, i.e., no transformador da subestação, tendo a tensão da barra 800 igual a 1,05  $\angle$  0,0° pu para a primeira fase e que as demais possuem a mesma magnitude, porém defasadas da primeira de -120° e +120° (fases 2 e 3). Também, considera-se que os *taps* dos reguladores de tensão são os mesmos definidos em IEEE (2010).

A tensão base, o critério de parada e a iteração de convergência do algoritmo do fluxo de potência estão mostrados na Tabela 27.

Tabela 27 – Dados do fluxo de potência	
Critério de parada (tolerância)	0,0001 pu
Iteração da convergência	5
Tensão base (fase-neutro)	14,376 kV

Fonte: própria

A partir das simulações desenvolvidas observou-se que sem a regulação de tensão alguns nós do alimentador possuem tensões nas fases precárias e críticas (ANEEL, 2016). Assim, comprova-se a importância do regulador de tensão para a manutenção de perfis de tensão adequados em uma rede de distribuição.

Conclui-se que a computação do fluxo de potência para a determinação das tensões nodais pré-falta é mais flexível na modelagem, permitindo às cargas assumirem o seu verdadeiro modelo (PQ, Z ou I constante) e não mais apenas o modelo Z constante, situação que ocorre quando se considera o  $V_{oc}$  como a tensão pré-falta na análise do curto-circuito.

**4.7.5 Distribuições de probabilidade e índices de curto-circuito**

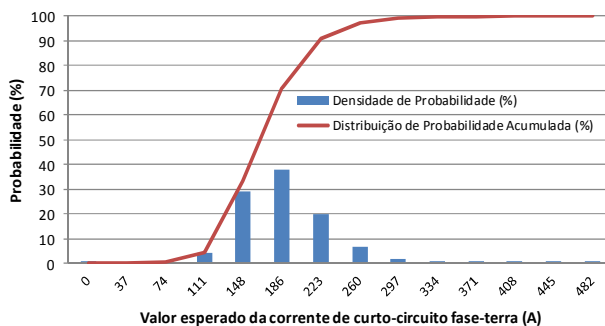
Nas simulações desempenhadas nesta subseção amostrou-se a resistência de falta com os parâmetros da distribuição de Weibull definidos por  $\alpha = 21,00$  e  $\theta = 1,20$ . Além do mais, admite-se a alternativa (ii) da Tabela 18 para a probabilidade de ocorrência de um defeito entre duas fases e que a ferramenta do cálculo do fluxo de potência está incluída nas simulações, embora seja retirada excepcionalmente para análise da influência nos resultados.

Os primeiros resultados expostos são acerca das distribuições de probabilidade dos valores médios da amplitude das correntes de falta e

dos índices de curto-circuito para o sistema-teste IEEE 34 nós e logo após avalia-se pontualmente os índices de curto-circuito para o nó 844 do sistema, analisando uma barra específica onde está localizada a maior carga (em termos de potência complexa) do alimentador.

A Figura 42 mostra a função densidade de probabilidade e a função de distribuição de probabilidade acumulada. Em um primeiro momento essas funções são produzidas para a análise das classes da magnitude da corrente de falta do tipo monofásica-terra.

Figura 42 - Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito monofásico-terra

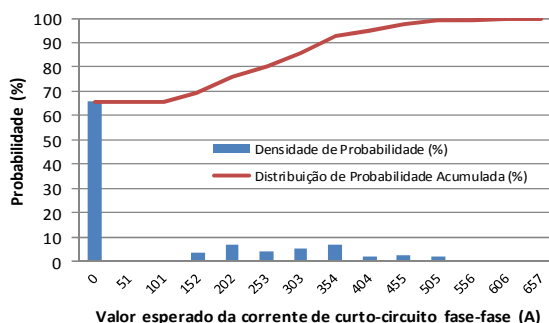


Fonte: própria

Nota-se que a extensão dos eventos da amplitude média da corrente de curto-circuito monofásico-terra varia de 0 a 482 A, onde os eventos mais prováveis estão entre 111 e 260 A. Deste último valor a 482 A, a grandeza da corrente de curto-circuito possui baixa probabilidade de ocorrência.

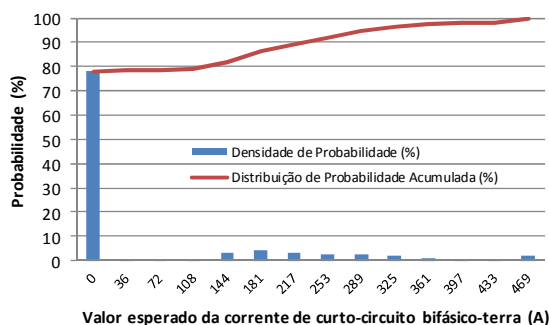
Em adição, as Figuras 43 e 44 expõem as distribuições de probabilidade para as faltas envolvendo duas fases (com e sem a terra).

Figura 43 – Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito bifásico



Fonte: própria

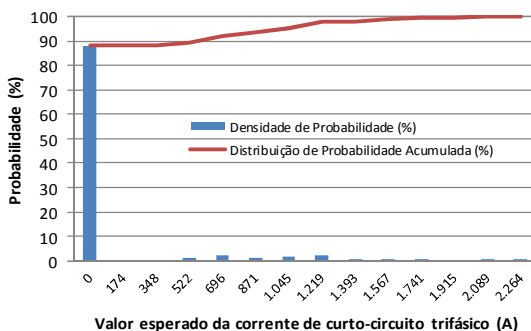
Figura 44 – Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito bifásico-terra



Fonte: própria

Observa-se que a gama de valores da corrente de falta para o curto-circuito bifásico (0 a 657 A) é maior do que para o curto-circuito bifásico-terra (0 a 469 A). Destaca-se que para esses dois tipos de falta a corrente de curto-circuito possui uma maior chance de assumir valores iguais a 0 A. Por último, apresenta-se as distribuições de probabilidade para os defeitos trifásicos (Figura 45).

Figura 45 - Funções de distribuição de probabilidade do valor esperado da corrente de curto-circuito trifásico



Fonte: própria

Constata-se que o intervalo de amplitude das correntes de falta trifásica é maior do que para os demais tipos de falta. Em uma comparação com o curto-circuito bifásico, por exemplo, verifica-se que o maior valor da corrente de falta, que por sua vez possui uma frequência muito baixa de ocorrência, aumenta de 657 para 2264 A em um curto-circuito trifásico. Em adição, nota-se que a corrente média do curto-circuito trifásico mais provável de acontecer é de 0 A, com uma probabilidade individual de aproximadamente 87%.

Portanto, tendo em posse as distribuições de probabilidade, percebe-se uma coerência entre a definição da probabilidade de ocorrência dos tipos de defeitos nas Tabelas 16 e 17 da seção 4.3.2 e a execução das distribuições de probabilidade. Pois, de fato, em uma simulação com 5000 amostras nota-se que em somente 9 destas não se tem a ocorrência de ao menos um curto-circuito monofásico-terra, diferentemente do que acontece para os outros tipos de defeito, que são bem mais raros.

Um grande número de amostras sem defeitos envolvendo duas e três fases são conduzidos pela baixa probabilidade de ocorrência dos mesmos e também pela topologia da rede que possui trechos monofásicos e trifásicos (Tabela 28).

Tabela 28 – Tipos de circuitos no sistema-teste IEEE 34 nós

Fases	Extensão (pés)	%
a	65220	21,17
b	37024	12,02
abc	205870	66,82
Total	308114	100,00

Fonte: adaptado de Calado (2015)

Constata-se que em torno de um terço do alimentador só pode sofrer faltas fase-terra. Assim, segue-se para os resultados dos índices de curto-circuito. Note que para o indicador  $SCCEI_x$ , em todas as simulações, foram capturadas as amostras nas quais a corrente média de curto-circuito é diferente de zero. Desse modo, a Tabela 29 exhibe os índices considerando três geometrias diferentes da rede, as quais estão exemplificadas nas Figuras 8, 9 e 10 do capítulo 2.

Tabela 29 – Índices de curto-circuito do sistema-teste IEEE 34 nós

Índice	Geometria nº 1		Geometria nº 2		Geometria nº 3		Unidade
	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	
$SCCEI_{1f-terra}$	187,439	0,30	187,269	0,30	187,708	0,30	A/oc
$SCCEI_{2f}$	309,225	2,14	309,197	2,14	315,250	2,14	A/oc
$SCCEI_{2f-terra}$	254,653	2,94	254,375	2,94	258,497	2,94	A/oc
$SCCEI_{3f}$	1064,541	4,13	1063,522	4,13	1084,961	4,12	A/oc
$SCFI_{1f-terra}$	6,493	0,56	6,493	0,56	6,493	0,56	oc/ano
$SCFI_{2f}$	0,419	2,18	0,419	2,18	0,419	2,18	oc/ano
$SCFI_{2f-terra}$	0,248	2,86	0,248	2,86	0,248	2,86	oc/ano
$SCFI_{3f}$	0,130	3,95	0,130	3,95	0,130	3,95	oc/ano

Fonte: própria

Os índices de curto-circuito corroboram o que já foi discutido a respeito das distribuições de probabilidade, verifica-se que a frequência com que os consumidores experimentam faltas monofásicas, com o  $SCFI_{1f-terra}$  igual a 6,493 oc/ano, é bem maior do que a frequência de ocorrência de defeitos bifásicos por exemplo, com o  $SCFI_{2f}$  de 0,419 oc/ano, embora este seja o defeito que possui a segunda maior probabilidade de ocorrência. Destaca-se que as métricas que estimam o valor esperado da corrente sofrem uma sutil diferença com a mudança

da geometria (de fato, há alterações em  $z_{abc}$  e  $y_{abc}$ ) e que as estimativas da frequência dos eventos não sofrem nenhuma influência.

Por fim, calculam-se os índices de curto-circuito para o nó 844, onde está localizada a maior carga trifásica em termos de potência complexa do sistema e onde existe um grande número de consumidores sendo atendidos. Características mais específicas da carga estão descritas na Tabela 49 do Anexo B. Na simulação, constata-se a ocorrência de faltas do tipo monofásica-terra, bifásica, bifásica-terra e trifásica em 168, 23, 12 e 2 amostras, respectivamente, das 5000 utilizadas. Desse modo, a Tabela 30 apresenta os índices para este nó específico e compara-os com os valores de uma simulação sem o FP.

Tabela 30 – Índices de curto-circuito para o nó 844

Índice	Geometria nº 1				Unidade
	Simulação com FP		Simulação sem FP		
	Valor	β (%)	Valor	β (%)	
$SCCEI_{1f-terra}$	124,58573	7,63	125,41377	7,63	A/oc
$SCCEI_{2f}$	168,50327	20,81	165,88370	20,81	A/oc
$SCCEI_{2f-terra}$	150,94237	28,92	149,52038	28,91	A/oc
$SCCEI_{3f}$	583,26533	70,70	574,72501	70,7	A/oc
$SCFI_{1f-terra}$	0,03420	7,70	0,03420	7,7	oc/ano
$SCFI_{2f}$	0,00460	20,81	0,00460	20,81	oc/ano
$SCFI_{2f-terra}$	0,00240	28,84	0,00240	28,84	oc/ano
$SCFI_{3f}$	0,00040	70,70	0,00040	70,7	oc/ano
$SCPI_{1f-terra}$	0,00527	-	0,00527	-	pu
$SCPI_{2f}$	0,01097	-	0,01097	-	pu
$SCPI_{2f-terra}$	0,00969	-	0,00969	-	pu
$SCPI_{3f}$	0,00308	-	0,00308	-	pu

Fonte: própria

Verifica-se que a probabilidade de acontecer um curto-circuito bifásico ou bifásico-terra é maior do que um monofásico-terra no nó 844, contudo, a frequência com que o defeito envolvendo apenas uma fase ocorre é maior. Isto se explica pelo fato de que o sistema sofre um número muito elevado de faltas monofásicas-terra e que estas podem ocorrer por toda a extensão do alimentador (Tabela 28).



Consequentemente, as probabilidades de ocorrência de curto-circuito também estão atreladas a característica de funcionamento dos cabos, ou seja, dependem da taxa de falha do segmento de linha incidente na barra. Note que as métricas de curto-circuito, onde os eventos analisados tem pouca probabilidade de ocorrer, possuem altos erros relativos.

A fim de medir o impacto causado pelo FP nas distribuições de probabilidade e nos índices de curto-circuito são simuladas algumas das análises anteriores sem o FP. Inicia-se com a plotagem da fdp e da fpa para o defeito envolvendo uma fase e a terra e percebe-se diferenças superficiais nas classes de frequência, i.e., diminui-se a variação do valor médio da corrente de curto-circuito de 482 para 469 A. Embora sejam diferenças pequenas, a análise das distribuições de probabilidade com o cálculo do fluxo de potência se aproxima mais da realidade. A Tabela 30 retrata a estimativa dos índices de curto-circuito sem o cálculo do fluxo de potência, examinando-a percebe-se que o FP afeta apenas os índices relacionados à corrente esperada.

Em vista disso, as distribuições de probabilidade podem ser utilizadas na determinação da variabilidade da amplitude da corrente de falta em todos os pontos do sistema a fim de dimensionar equipamentos e condutores, definir e ajustar o tempo de atuação da proteção, coordenar relés, religadores automáticos e fusíveis, entre outros.



## 5 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GEOMETRIA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO NA ESTIMAÇÃO DE ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA

Após a validação dos modelos elétricos dos elementos dos SEDs e da ferramenta desenvolvida para o fluxo de potência foca-se neste capítulo em resultados referentes à qualidade de energia. Discute-se sobre o impacto do modelo geométrico da rede e do fluxo de potência nas métricas de qualidade de energia. Para este feito faz-se uso unicamente do sistema-teste IEEE 34 nós. Destaca-se que nas primeiras duas seções (5.1 e 5.2) os resultados apresentados utilizam a alternativa (i) da Tabela 18 como escolha de projeto, assumindo faltas bifásicas apenas entre as fases *ab* e *bc*. Sendo possível na seção 5.3 identificar se há interferências ou não nos índices em escolher a alternativa (i) ou (ii), também da Tabela 18, na simulação.

### 5.1 RESULTADOS DA ADEQUAÇÃO E DA QUALIDADE DE ENERGIA

Aplica-se o algoritmo proposto no sistema-teste IEEE 34 nós com o intuito de calcular os indicadores de confiabilidade e qualidade de energia. Em Calado (2015), se valida o cálculo de confiabilidade com o sistema-teste RBTS-BUS2-F1 com 12 nós, apresentado em Allan, *et al.*, (1991). Nesta mesma referência, os valores das métricas de confiabilidade e qualidade de energia são apresentados para o sistema-teste IEEE 34 nós. Logo, assume-se que esses resultados são de alta confiança e exatidão embora se utilize a  $Y_{barra}$  proveniente do *OpenDSS* para a representação da rede. Assim, compara-se os indicadores desta dissertação com os obtidos em Calado (2015) na Tabela 31.

Tabela 31 – Validação dos índices da adequação e qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull:  $\alpha = 21,00$  e  $\theta = 1,20$

Índice	Geometria nº 1				Unidade
	Y <sub>barra</sub> do algoritmo		Y <sub>barra</sub> do <i>OpenDSS</i>		
	Valor	β (%)	Valor	β (%)	
<i>SAIFI</i>	0,81366	1,52	0,81366	1,52	oc/ano
<i>CAIFI</i>	1,08178	1,02	1,08178	1,02	oc/ano
<i>SAIDI</i>	3,47947	2,04	3,47947	2,04	h/ano
<i>CTAIDI</i>	5,58464	1,69	5,58464	1,69	h/ano
<i>CAIDI</i>	4,27632	-	4,27632	-	h/oc
<i>ASAI</i>	0,999603	0,00	0,999603	0,00	pu
<i>ENS</i>	6150,116	2,04	6150,116	2,04	kWh/ano
<i>AENS</i>	1,75517	2,04	1,75517	2,04	kWh/c.ano
<i>MAIFI</i>	4,09994	0,70	4,09994	0,70	oc/ano
<i>MAIFI<sub>e</sub></i>	4,09994	0,70	4,09994	0,70	oc/ano
<i>SARFI<sub>110</sub></i>	1,84625	0,65	1,84131	0,65	oc/ano
<i>SIARFI<sub>110</sub></i>	0,68602	1,07	0,68948	1,07	oc/ano
<i>SMARFI<sub>110</sub></i>	0,95002	0,90	0,94477	0,90	oc/ano
<i>STARFI<sub>110</sub></i>	0,21021	1,93	0,20706	1,93	oc/ano
<i>SARFI<sub>90</sub></i>	2,22153	0,59	2,21578	0,59	oc/ano
<i>SIARFI<sub>90</sub></i>	0,85328	0,97	0,85260	0,97	oc/ano
<i>SMARFI<sub>90</sub></i>	1,09763	0,83	1,09444	0,83	oc/ano
<i>STARFI<sub>90</sub></i>	0,27063	1,67	0,26873	1,68	oc/ano

Fonte: própria

Como se pode observar na Tabela 34, as estimativas para os índices habituais de confiabilidade não são afetadas em ambos os casos. De fato, o problema da continuidade é avaliado assumindo a ausência do sinal senoidal da tensão. Outra conclusão importante é com respeito aos índices *MAIFI* e *MAIFI<sub>e</sub>*, os quais apresentam o mesmo comportamento devido ao modelo do religador automático. Pois, neste caso, o religador foi configurado para um religamento (uma batida) rápido seguido por

uma operação mais lenta. Este tipo de operação evita várias interrupções momentâneas causadas por outros tipos de operação do religador.

A avaliação ocorreu com o uso de uma  $Y_{barra}$  produzida pelo *OpenDSS* e por outra codificada com os modelos elétricos expostos no capítulo 3 desta dissertação. A resistência de falta é amostrada baseada na função de distribuição de Weibull considerando o parâmetro de escala ( $\alpha$ ) igual a 21,00 e o de forma ( $\theta$ ) igual a 1,20 (CALADO, 2015). Os índices de qualidade de energia indicam que os consumidores experimentam mais *sags* do que *swells*, com o  $SARFI_{90}$  de 2,22 oc/ano sendo um pouco maior que o  $SARFI_{110}$  de 1,84 oc/ano. Adicionalmente, o  $SMARFI_{90}$  de 1,09 oc./ano e o  $SMARFI_{110}$  de 0,95 oc./ano revelam que a maioria dos *sags* e *swells*, respectivamente, acontecem na faixa de 30 ciclos a 3 segundos.

## 5.2 IMPACTO DO MODELO ELETROGEOMÉTRICO DA REDE NA QUALIDADE DE ENERGIA

Nesta seção a ideia é modificar a disposição geométrica dos condutores na rede do sistema-teste IEEE 34 nós. Além da original, exposta em Kersting (2001) e apresentada na Figura 8, dois outros espaçamentos da linha aérea, identificados em Kersting (2002) e exemplificados pelas Figuras 9 e 10, são aplicados na rede. As distâncias dos espaçamentos, em pés (ft.), entre os condutores de fase e os de neutro podem ser observadas nas próprias figuras. Todos os estudos de caso possuem números de identificação da sua estrutura monofásica, bifásica e trifásica, como se sugere em Kersting (2001).

As configurações ID-500, ID-525 e ID-540 são trifásicas com quatro condutores (três de fase e um de neutro), já as ID-505, ID-530 e ID-545 são bifásicas com três condutores (dois de fase e um de neutro) e, por fim, as configurações com ID-510, ID-535 e ID-550 são monofásicas com dois condutores (um de fase e um de neutro). Estas configurações são conectadas em estrela. Embora, geralmente, no Brasil, as configurações estão dispostas em delta (três fios apenas) e o neutro é aterrado.

Com a intenção de destacar os resultados do impacto do modelo geométrico nos índices de qualidade de energia, os três casos com dois diferentes parâmetros para a resistência de falta são expostos. Primeiramente, a Tabela 32 apresenta alguns resultados que seguem os parâmetros de falta indicados por Santos e Barros (2015) para redes de transmissão de 138 kV com  $\alpha = 33,12$  e  $\theta = 1,46$ .

Tabela 32 – Índices da qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull:  $\alpha = 33,12$  e  $\theta = 1,46$

Índice	Geometria nº 1		Geometria nº 2		Geometria nº 3		Unidade
	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	
<i>SARFI<sub>110</sub></i>	1,58313	0,66	1,63433	0,66	1,66860	0,65	oc/ano
<i>SIARFI<sub>110</sub></i>	0,58711	1,08	0,59948	1,08	0,62085	1,07	oc/ano
<i>SMARFI<sub>110</sub></i>	0,81511	0,91	0,84767	0,91	0,85829	0,91	oc/ano
<i>STARFI<sub>110</sub></i>	0,18091	1,98	0,18718	1,97	0,18947	1,97	oc/ano
<i>SARFI<sub>90</sub></i>	2,19973	0,59	2,19644	0,59	2,19495	0,59	oc/ano
<i>SIARFI<sub>90</sub></i>	0,84932	0,97	0,84917	0,97	0,8488	0,97	oc/ano
<i>SMARFI<sub>90</sub></i>	1,0868	0,84	1,08506	0,84	1,08429	0,84	oc/ano
<i>STARFI<sub>90</sub></i>	0,26360	1,69	0,26221	1,70	0,26186	1,70	oc/ano

Fonte: própria

Por segundo, a Tabela 33 apresenta outro conjunto de resultados considerando que os parâmetros da distribuição de Weibull definidos para a resistência de falta em sistemas de distribuição levando em conta que as mesmas ocorrem predominantemente entre 0 e 40  $\Omega$  (SHORT, 2004) reproduzindo o que foi apresentado em Calado (2015).

Tabela 33 – Índices da qualidade de energia – parâmetros da distribuição de Weibull:  $\alpha = 21,00$  e  $\theta = 1,20$

Índice	Geometria nº 1		Geometria nº 2		Geometria nº 3		Unidade
	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)	
<i>SARFI<sub>110</sub></i>	1,84625	0,65	1,91629	0,64	1,92782	0,64	oc/ano
<i>SIARFI<sub>110</sub></i>	0,68602	1,07	0,70412	1,06	0,71816	1,06	oc/ano
<i>SMARFI<sub>110</sub></i>	0,95002	0,90	0,99279	0,90	0,99130	0,90	oc/ano
<i>STARFI<sub>110</sub></i>	0,21021	1,93	0,21939	1,91	0,21836	1,92	oc/ano
<i>SARFI<sub>90</sub></i>	2,22153	0,59	2,21814	0,59	2,21721	0,59	oc/ano
<i>SIARFI<sub>90</sub></i>	0,85328	0,97	0,85315	0,97	0,85300	0,97	oc/ano
<i>SMARFI<sub>90</sub></i>	1,09763	0,83	1,09585	0,83	1,09525	0,83	oc/ano
<i>STARFI<sub>90</sub></i>	0,27063	1,67	0,26914	1,68	0,26895	1,68	oc/ano

Fonte: própria

Pensando no  $SARFI_{110}$  pode-se observar que este é totalmente influenciado pela resistência de falta, i.e., quanto menor valores de  $r_f$  são admitidos no processo, o valor da estimativa pode aumentar e, conseqüentemente, acarreta em mais inconveniências para o consumidor. Em contrapartida, atesta-se que o  $SARFI_{90}$  não sofre grandes modificações na sua dimensão com a mudança dos parâmetros de sorteio da  $r_f$ .

Verifica-se que levando em conta apenas a variação da geometria da rede ou simplesmente a disposição dos condutores no poste de distribuição pode resultar em diferentes valores do  $SARFI_x$ , especialmente no  $SARFI_{110}$ , o qual representa eventos de elevações de tensão de curta duração. Isto ocorre principalmente devido a matriz de impedância de fase e a matriz de admitância *shunt* de fase da linha serem completamente sensíveis a sua geometria. Assim, diferentes topologias de rede implicam em diferentes distâncias entre condutores, que por sua vez implicam em modificações na impedância mútua (ver Equação 3.45) e no coeficiente de potencial mútuo (ver Equação 3.52) entre fases e entre as fases e o condutor de neutro (se existir), visto que após a aplicação da redução de Kron as impedâncias próprias do segmento, da  $z_{abc}$ , também sofrerão alteração conforme a geometria do condutor.

Para exemplificar essas alterações, demonstra-se a mudança nas grandezas da matriz de impedância de fase. Seleciona-se o trecho do sistema-teste IEEE 34 nós entre as barras 828 e 830 para reproduzir a matriz de impedância série da linha ( $z_{linha}$ ) em  $\Omega$ , de comprimento igual a 20440 pés, para as três geometrias. O segmento de linha escolhido é trifásico e possui a configuração 301. Para este feito, seguem as Equações 5.1, 5.2 e 5.3.

*Geometria n° 1:*

$$z_{linha} = \begin{bmatrix} 7,47133 + j5,46424 & 0,90075 + j2,49367 & 0,91316 + j2,20316 \\ 0,90075 + j2,49367 & 7,41624 + j5,52854 & 0,8857 + j2,02769 \\ 0,91316 + j2,20316 & 0,8857 + j2,02769 & 7,44012 + j5,50058 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

*Geometria n° 2:*

$$z_{linha} = \begin{bmatrix} 7,48463 + j5,44881 & 0,88235 + j2,24169 & 0,93094 + j2,18542 \\ 0,88235 + j2,24169 & 7,37083 + j5,5821 & 0,87215 + j2,30619 \\ 0,93094 + j2,18542 & 0,87215 + j2,30619 & 7,46216 + j5,4749 \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

*Geometria n° 3:*

$$z_{linha} = \begin{bmatrix} 7,46216 + j5,4749 & 0,96551 + j2,52322 & 0,88524 + j2,61657 \\ 0,96551 + j2,52322 & 7,55721 + j5,36527 & 0,92817 + j2,24035 \\ 0,88524 + j2,61657 & 0,92817 + j2,24035 & 7,39511 + j5,55339 \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

O conjunto das matrizes revela o quão importante é a decisão da escolha da geometria da rede na fase de planejamento dos sistemas de distribuição e possibilita uma discussão acerca da disposição dos condutores na estrutura. Perceba que as matrizes de impedância são simétricas e, embora, a mudança da geometria provoque alterações apenas no termo imaginário da impedância mútua entre os condutores, em uma rede a quatro fios, após a redução de Kron, todos os elementos da  $z_{linha}$  sofrem modificações. Em contrapartida, em uma linha de três fios apenas a parte imaginária dos elementos  $z_{ij}$  da matriz  $z_{linha}$  serão diferentes (não se aplica a redução de Kron).

Note que a parte imaginária das impedâncias mútuas  $Z_{ab}$  e  $Z_{ac}$  da matriz de impedâncias de fase da geometria n° 3 são maiores que as das outras, pois, de fato, os condutores do segmento (faseamento BACN) estão mais próximos nesta geometria do que nas demais. A Tabela 34 aponta estas distâncias entre os condutores de cada estrutura.

Tabela 34 – Variação das distâncias entre os condutores em redes trifásicas

<b>Distâncias</b>	<b>Geometria n° 1</b>	<b>Geometria n° 2</b>	<b>Geometria n° 3</b>	<b>Unidade</b>
	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	
$D_{ab}$	2,5	4,47	2,0	pés
$D_{ac}$	4,5	4,47	2,0	pés

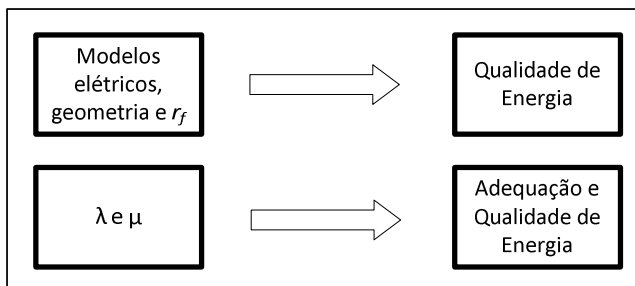
Fonte: própria

Entende-se que o modelo dos componentes, a geometria da rede e a resistência de falta afetam diretamente os eventos de distorção de tensão e a adequação está totalmente atrelada às taxas de falha e reparo dos elementos do sistema de distribuição. Interpreta-se que a qualidade



de energia também depende do  $\lambda$  e  $\mu$ , pois quanto maior a taxa de falha, por exemplo, o sistema sofrerá mais falhas seguidas de um curto-circuito, logo, estando mais sujeito a *swells* ou *sags*. A Figura 46 expõe um quadro com uma percepção geral dos resultados obtidos.

Figura 46 – Relação entre aspectos e avaliações do planejamento de redes



Fonte: própria

### 5.3 IMPACTO DO FLUXO DE POTÊNCIA NA QUALIDADE DE ENERGIA

Nos resultados desta seção considera-se que as fases comprometidas em um curto-circuito bifásico tem a mesma probabilidade de sofrer o defeito, logo, podem ocorrer faltas entre as fases: *ab*, *bc*, ou *ac*.

A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) utilizada, primeiramente, para o cálculo das correntes de curto-circuito agora é substituída por um valor mais exato, retirado do fluxo de potência simulado para o sistema-teste. A diferença nos índices está apresentada na Tabela 35. Sendo que  $V_{FP}$  indica a tensão de regime permanente proveniente do cálculo do fluxo de potência no alimentador, considerando as perdas nos condutores.

Tabela 35 – Comparação dos índices de confiabilidade e da qualidade de energia com a inserção do fluxo de potência na metodologia do planejamento – parâmetros da distribuição de Weibull:  $\alpha = 21,00$  e  $\theta = 1,20$

Índice	Geometria nº 1				Unidade	Diferença (%)
	$V_{pré-falta} = V_{FP}$		$V_{pré-falta} = V_{oc}$			
	Valor	$\beta$ (%)	Valor	$\beta$ (%)		
SAIFI	0,81364	1,52	0,81364	1,52	oc/ano	0,0000
CAIFI	1,08132	1,02	1,08132	1,02	oc/ano	0,0000
SAIDI	3,47929	2,04	3,47929	2,04	h/ano	0,0000
CTAIDI	5,58265	1,69	5,58265	1,69	h/ano	0,0000
CAIDI	4,27622	-	4,27622	-	h/oc	0,0000
ASAI	0,99960	-	0,99960	-	pu	0,0000
ENS	6149,8062	2,04	6149,8062	2,04	kWh/ano	0,0000
AENS	1,75508	2,04	1,75508	2,04	kWh/c.ano	0,0000
MAIFI	4,09996	0,7	4,09996	0,7	oc/ano	0,0000
MAIFI <sub>e</sub>	4,09996	0,7	4,09996	0,7	oc/ano	0,0000
SARFI <sub>110</sub>	1,65599	0,65	1,84625	0,65	oc/ano	-11,4892
SIARFI <sub>110</sub>	0,61955	1,07	0,68602	1,07	oc/ano	-10,7288
SMARFI <sub>110</sub>	0,84965	0,91	0,95002	0,9	oc/ano	-11,8131
STARFI <sub>110</sub>	0,1868	1,96	0,21021	1,93	oc/ano	-12,5321
SARFI <sub>90</sub>	2,22188	0,59	2,22316	0,59	oc/ano	-0,0576
SIARFI <sub>90</sub>	0,85247	0,97	0,85392	0,97	oc/ano	-0,1701
SMARFI <sub>90</sub>	1,0975	0,83	1,09817	0,83	oc/ano	-0,0610
STARFI <sub>90</sub>	0,27191	1,67	0,27106	1,67	oc/ano	0,3126

Fonte: própria

A inclusão do fluxo de potência trifásico pelo MSC na metodologia proposta não implica em perda de desempenho da simulação e, pelo contrário, ganha precisão na análise. Em adição, percebe-se que admitir a alternativa (ii) não produz diferenças significativas nos índices de projeto de redes. Basta analisar os resultados dos índices da Tabela 31 com a segunda coluna de valores da

Tabela 35 que descreve os índices para a tensão pré-falta igual à  $V_{oc}$ . Embora possa alterar os consumidores atingidos pelo defeito no sorteio de uma falta.

Destaca-se que os índices referentes a interrupções não sofrem a influência da adição do fluxo de potência ao projeto de redes, pois, de fato, eles estão ligados apenas à continuidade da fonte e não estão relacionados aos desvios de tensão e sim a ausência do sinal. Nota-se que os índices relacionados às elevações de tensão são os que mais sofrem modificações com a inclusão do FP na metodologia.

A Tabela 36 apresenta as diferenças entre as tensões em alguns nós do sistema-teste oriundas do FP.

Tabela 36 – Tensão pré-falta (fase-neutro) com e sem a computação do fluxo de potência no alimentador

Nós	$V_i$ com FP (kV)	$V_i$ sem FP (kV)	Diferença (%)	Diferença (Volts)
800.1	15,09482	14,62187	3,13319	472,94895
800.2	15,09482	14,76792	2,16567	326,90479
800.3	15,09482	14,89212	1,34287	202,70323
820.1	14,24896	13,99553	1,77858	253,42865
822.1	14,20512	13,95320	1,77348	251,92566
826.2	14,51395	14,54033	-0,18177	-26,38143
828.1	14,45841	14,19860	1,79696	259,81200
828.2	14,50635	14,53304	-0,18400	-26,69221
828.3	14,51724	14,66657	-1,02860	-149,32440
832.1	14,94590	14,82048	0,83916	125,42050
832.2	14,82510	15,05914	-1,57867	-234,03864
832.3	14,94380	15,14030	-1,31495	-196,50333
890.1	2,20995	2,20926	0,03093	0,68343
890.2	2,21076	2,26585	-2,49159	-55,08317
890.3	2,21246	2,26255	-2,26405	-50,09129
848.1	14,87292	14,74653	0,84978	126,38763
848.2	14,74390	14,97928	-1,59647	-235,38182
848.3	14,87556	15,07468	-1,33862	-199,12769
838.2	14,73441	14,97221	-1,61394	-237,80405
840.1	14,86213	14,73677	0,84347	125,35781
840.2	14,73629	14,97463	-1,61731	-238,33134
840.3	14,86645	15,06784	-1,35468	-201,39343

Fonte: própria

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Identifica-se, de forma geral, que a integração de aspectos relacionados à qualidade de energia na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição é fundamental atualmente, enfatizando a necessidade de planejadores incluírem questões referentes à forma da onda de tensão entregue ao consumidor no planejamento de redes, eliminando assim o paradigma de análise da continuidade da fonte apenas.

Debate-se sobre a modelagem trifásica exata dos componentes elétricos usados no projeto de redes de distribuição, analisando a influência dos modelos eletrogeométricos, principalmente o da geometria da rede, no desempenho dos sistemas de distribuição. Entende-se que o algoritmo composto pelas ferramentas de representação nodal trifásica da rede, cálculo de curto-circuito, novas abordagens do curto-circuito, SMCS e adequação e qualidade de energia, contribuiu perfeitamente para a obtenção de novos resultados e análises.

Há contribuições no tocante ao valor esperado da corrente de curto-circuito no alimentador teste IEEE 34 nós com o esboço das distribuições de probabilidade para cada tipo de falta. Constata-se que as distribuições de probabilidade das correntes de curto-circuito apresentam a gama e a probabilidade das amplitudes que podem vir a surgir em um SED podendo auxiliar no dimensionamento dos equipamentos de proteção, evitando custos exagerados com equipamentos com capacidade de interrupção muito acima do que pode acontecer na realidade.

Além disso, novos índices de curto-circuito fundamentados em intensidade, frequência e probabilidade são apresentados para enquadramento na análise da confiabilidade de sistemas de distribuição. Além do que para uma maior precisão da simulação, aplica-se o MSC trifásico para determinação das tensões nodais pré-falta aumentando a precisão de todo o planejamento da rede. Consequentemente, com a  $V_{pré-falta} = V_{FP}$ , comprova-se uma diferença em torno de 11,5% no resultado do  $SARFI_{110}$ . Logo, este resultado indica que o sistema sofre um menor número de eventos de distorção do sinal de tensão iguais ou maiores a 1,10 pu quando se assume que a tensão pré-falta é a tensão proveniente do cálculo do fluxo de potência.

A observação das simulações revela a importância da escolha da geometria feita na fase de planejamento dos sistemas de distribuição, principalmente acerca dos efeitos na tensão durante uma perturbação

(*swells*), os quais afetam diretamente a performance da qualidade de energia durante a fase de operação. Nota-se que assumir a geometria vertical paralela ao invés da geometria normal, por exemplo, ocasiona em aproximadamente 5,40% ocorrências a mais de elevações de tensão ( $SARFI_{110}$ ). Ademais, percebe-se que a melhor geometria das três consideradas no estudo, do ponto de vista da qualidade de energia, e, portanto, tende a propiciar menos elevações de tensão ao consumidor quando instalada em um SED é a geometria do tipo Normal (nº 1).

Outro ponto a destacar é com respeito à resistência de falta, a qual afeta claramente a susceptibilidade da barra do sistema a desvios de tensão. Quanto maior a resistência de falta, menor será o impacto em termos de tensão. Ou seja, amostrar a resistência de falta com os parâmetros da distribuição de Weibull com  $\alpha = 33,12$  e  $\theta = 1,46$ , ao invés de  $\alpha = 21,00$  e  $\theta = 1,20$ , leva a 17,25% menos elevações de tensão por consumidor-ano para a geometria zigue-zague, por exemplo.

Em um desfecho final, entende-se que há uma carência de dados e ferramentas acerca dos SEDs por parte das distribuidoras de energia visto que muitos fatores influenciam na metodologia aplicada em estudos da performance de redes. Ademais, a metodologia proposta pretende ser incluída no planejamento de sistemas de distribuição.

## 6.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Destacam-se como propostas de trabalhos resultantes das contribuições desenvolvidas na dissertação:

1. Incluir a avaliação da segurança dos SEDs estendendo a análise do curto-circuito para o nível de estabilidade de frequência e tensão do sistema durante faltas temporárias;
2. Avaliar a inclusão da geração distribuída via simulação dinâmica para verificar a possibilidade de operação ilhada;
3. Realizar um estudo para identificar parâmetros da distribuição de Weibull que podem ser tomados como típicos para a resistência de falta em alimentadores de média tensão;
4. Considerar interrupções programadas para manutenção e situações de tempo adverso, como tempestade e neve, na SMCS;

5. Realizar uma análise econômica quantificando o custo para melhorar os indicadores de confiabilidade e de qualidade de energia;
6. Incluir o método da entropia cruzada (*Cross-Entropy Method*) na SMCS para aceleração da convergência da simulação.





## REFERÊNCIAS

- ALLAN, R. N. et al. A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 813-820, Maio 1991.
- AMPLA. **Padrão de Estruturas Ampla - Rede Aérea Compacta**. p. 70. 2014.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. p. 76. 2016.
- ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Matching the IEEE Test Feeder Short Circuit Results. **IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, Orlando, FL, p. 1-7, 2012.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Engineering Systems**. 2ª. ed. Springer Science e Business Media, 1992.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2ª. ed. New York: Plenum Press, 1996.
- BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum Press, 1994.
- BOAVENTURA NETTO, P. O.; JURKIEWICZ, S. **Grafos: Introdução e Prática**. São Paulo: Blucher, 2009.
- BORDALO, U. A.; RODRIGUES, A. B.; SILVA, M. G. D. A New Methodology for Probabilistic Short-Circuit Evaluation With Applications in Power Quality Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 474-479, Maio 2006.
- BROOKS, D. L. et al. Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 13, n. 1, p. 254-259, Janeiro 1998.
- BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2ª. ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2009.

CALADO, D. D. **Representação de Curto-Circuito Probabilístico na Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 146. 2015.

CHEN, T.-H. et al. Distribution System Short Circuit Analysis - A Rigid Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 444-450, Fevereiro 1992.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **Rede primária de distribuição aérea de energia elétrica urbana e rural**. Fortaleza, p. 82. 2004.

DUGAN, R. C. **DSS Fault Current Calculation Procedures**. Electrotek Concepts. 2003.

DUGAN, R. C. **OpenDSS manual**, p. 180. 2013.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2<sup>a</sup>. ed. McGraw-Hill, 2004.

DUGAN, R. C.; SANTOSO, S. An Example of 3-phase Transformer Modeling for Distribution System Analysis. **IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**, Knoxville, p. 1028-1032, 2003.

ECLIPSE. **Eclipse Mars**, 2015. Disponível em: <<https://eclipse.org/mars/>>. Acesso em: Agosto 2015.

FLANAGAN, M. T. Michael Thomas Flanagan's Java Scientific Library, 2015. Disponível em: <<http://www.ee.ucl.ac.uk/~mflanaga/java/>>. Acesso em: Novembro 2015.

FUNMILAYO, H.; SILVA, J.; BUTLER-PURRY, K. Overcurrent protection for the IEEE 34-node radial test feeder. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 2, p. 459-468, Abril 2012.

GORMAN, M. J.; GRAINGER, J. J. Transformer Modelling for Distribution System Studies Part II: Addition of Models to YBus and

ZBus. **IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, p. 1-6, 1991.

IEEE. **Distribution Test Feeders**, 2010. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: Novembro 2015.

IEEE STD 1159. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. New York, p. 1-91. 2009.

IEEE STD 551. **IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems**. 2006.

ISSICABA, D. **Métodos de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais e Fracamente Malhadas: uma Nova Abordagem e Análises de Convergência**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 136. 2008.

ISSICABA, D.; PEÇAS LOPES, J. A.; ROSA, M. A. D. Adequacy and Security Evaluation of Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1681-1689, Agosto 2012.

KERSTING, W. H. **Radial Distribution Test Feeders**. Distribution System Analysis Subcommittee Report. p. 1-5. 2001.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Las Cruces: CRC Press, 2002.

KERSTING, W. H.; SHIREK, G. Short Circuit Analysis of IEEE Test Feeders. **Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), IEEE PES**, Orlando, FL, p. 1-9, Maio 2012.

KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 1387-1401, Maio 2004.

PABLA, A. S. **Electric Power Distribution**. New York: McGraw-Hill, 2005.

SANTOS, A. D.; BARROS, M. T. C. D. Stochastic modeling of power system faults. **Electric Power Systems Research**, v. 126, p. 29-37, 2015.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. 1ª. ed. CRC Press, 2004.

SILVA, A. M. L. D. et al. Analytical and Monte Carlo Approaches to Evaluate Probability Distributions of Interruption Duration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1341-1348, Agosto 2005.

SILVA, A. M. L. D. et al. Distributed Energy Resources Impact on Distribution System Reliability Under Load Transfer Restrictions. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 2048-2055, Dezembro 2012.

STEVENSON JR., W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 1ª. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1975.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 11, Novembro 1967.

TODOROVSKI, M.; RAJICIC, D. Handling Three-Winding Transformers and Loads in Short Circuit Analysis by the Admittance Summation Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 3, p. 993-1000, Agosto 2003.

WILLIS, H. L. **Power Distribution Planning Reference Book**. 2ª. ed. New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.

ZHANG, X. et al. A Distribution Short Circuit Analysis Approach Using Hybrid Compensation Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2053-2059, Novembro 1995.

## ANEXO A – Dados do sistema-teste IEEE 13 nós

Tabela 37 – Dados das linhas aéreas para o sistema-teste IEEE 13 nós

Config.	Faseamento	Cond. Fase	Cond. Neutro	Espaçamento
		<i>ACSR</i>	<i>ACSR</i>	<i>ID</i>
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 38 – Dados das linhas subterrâneas para o sistema-teste IEEE 13 nós

Config.	Faseamento	Cabo	Cond. Neutro	Espaçamento ID
606	A B C N	250,00 AA, NC	-	515
607	A N	1/0 AA, FB	1/0 Cu	520

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 39 – Dados dos segmentos de linha para o sistema-teste IEEE 13 nós

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 40 – Dados dos transformadores para o sistema-teste IEEE 13 nós

	<b>Potência (kVA)</b>	<b>Lado AT (kV)</b>	<b>Lado BT (kV)</b>	<b>R (%)</b>	<b>X (%)</b>
Subestação	5000	115 - D	4,16 - Yn	1,00	8,00
XFM - 1	500	4,16 - Yn	0,48 - Yn	1,10	2,00

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 41 – Dados dos capacitores para o sistema-teste IEEE 13 nós

<b>Nó</b>	<b>Fase A kVAr</b>	<b>Fase B kVAr</b>	<b>Fase C kVAr</b>
675	200	200	200
611	-	-	100
<b>Total</b>	200	200	300

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 42 – Dados do regulador para o sistema-teste IEEE 13 nós

Identificação	1		
Segmento de linha	650 - 632		
Localização	650		
Fases	A - B - C		
Conexão	Trifásica, fase-terra		
Fases monitoradas	A - B - C		
Largura de banda	2,0 V		
Relação de tensão	20		
Relação do TC primário	700		
<i>Configurações do compensador: fase</i>	A	B	C
R (V)	3,0	3,0	3,0
X (V)	9,0	9,0	9,0
Nível de tensão	122	122	122

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 43 – Dados das cargas pontuais do sistema-teste IEEE 13 nós

Nós	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
<b>Total</b>		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: adaptado de Kersting (2001)

Tabela 44 – Dados das cargas distribuídas do sistema-teste IEEE 13 nós

Nó A	Nó B	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: adaptado de Kersting (2001)





## ANEXO B – Dados do sistema-teste IEEE 34 nós

Tabela 45 – Dados das configurações das linhas aéreas para o sistema-teste IEEE 34 nós

Config.	Faseamento	Cond. Fase	Cond. Neutro	Espaçamento
		<i>ACSR</i>	<i>ACSR</i>	<i>ID</i>
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 46 – Dados dos segmentos de linha para o sistema-teste IEEE 34 nós

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301

850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 47 – Dados dos transformadores para o sistema-teste IEEE 34 nós

	<b>Potência (kVA)</b>	<b>Lado AT (kV)</b>	<b>Lado BT (kV)</b>	<b>R (%)</b>	<b>X (%)</b>
Subestação	2500	69,0 - D	24,9 - Yn	1,00	8,00
XFM -1	500	24,9 - Yn	4,16 - Yn	1,90	4,08

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 48 – Dados dos reguladores de tensão do sistema-teste IEEE 34 nós

Identificação	1			2		
Segmento de linha	814 - 850			852 - 832		
Localização	814			814		
Fases	A - B - C			A - B - C		
Conexão	Trifásica, fase-terra			Trifásica, fase-terra		
Fases monitoradas	A - B - C			A - B - C		
Largura de banda	2,0 V			2,0 V		
Relação de tensão	120			120		
Relação do TC primário	100			100		
<i>Configurações do compensador:</i> fase	A	B	C	A	B	C
R (V)	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
X (V)	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão (V)	122	122	122	124	124	124

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 49 – Dados das cargas pontuais para o sistema-teste IEEE 34 nós

Nó	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
840	D-Z	10	5	10	5	25	10
<b>Total</b>		344	224	344	224	359	229

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 50 – Dados das cargas distribuídas para o sistema-teste IEEE 34 nós

Nó A	Nó B	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11

846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
<b>Total</b>			262	133	240	120	220	114

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 51 – Dados dos capacitores do sistema-teste IEEE 34 nós

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	kVAr	kVAr	kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
<b>Total</b>	250	250	250

Fonte: adaptado de IEEE (2010)

Tabela 52 – Dados de confiabilidade considerados para o sistema-teste IEEE 34 nós

Descrição	nós		
	$\lambda_P$ (oc/ano)	$\lambda_T$ (oc/ano)	$MTTR_P$ (oc/ano)
Tronco primário	0,020*	0,080*	4,0
Ramal	0,032*	0,128*	8,0
Transformador	0,010	0,010	5,0
Regulador de tensão	0,0145	0,0145	4,0

Observação: \*falhas por milha

Fonte: adaptado de Calado (2015)

Tabela 53 – Número de consumidores por fase para o sistema-teste IEEE 34 nós

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
802	0	30	24
806	0	30	24
808	0	16	0
810	0	16	0
816	0	4	0
818	34	0	0
820	168	0	0
822	134	0	0
824	0	44	4
826	0	40	0
828	7	0	4
830	27	20	50

832	7	2	6
834	20	35	122
836	48	32	42
838	0	28	0
840	36	40	18
842	9	0	0
844	279	298	290
846	0	48	20
848	40	63	40
854	0	4	0
856	0	4	0
858	13	17	19
860	86	40	192
862	0	28	0
864	2	0	0
890	300	300	300
<b>Total</b>	1210	1139	1155

Fonte: adaptado de Calado (2015)

Tabela 54 – Tempo médio de restauração automática ( $MTTR_T$ ) para o sistema-  
teste IEEE 34 nós

Nó A	Nó B	$MTTR_T$ (s)
Fonte	800	0,6789
800	802	0,6881
802	806	0,7146
806	808	0,9062
808	810	0,9268
808	812	1,1088
812	814	1,2801
814R	850	1,3285
816	818	1,3517
816	824	1,4051
818	820	1,8044
820	822	1,9468
824	826	1,3680
824	828	1,4113
828	830	1,5736
830	854	1,5686
832	858	2,0377

832	888	9,5768
834	860	2,1026
834	842	2,0883
836	840	2,1371
836	862	2,1942
842	844	2,0999
844	846	2,1332
846	848	2,1382
850	816	1,3317
852R	832	2,0016
854	856	1,8064
854	852	1,8693
858	864	2,0883
858	834	2,0895
860	836	2,1290
862	838	2,0530
888	890	26,5693
814	814R	1,3294
852	852R	1,9975

Fonte: adaptado de Calado (2015)